



KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH GmbH

Institut für Nukleare Sicherheitsforschung

GESELLSCHAFT FÜR REAKTORSICHERHEIT mbH

**Sicherheitsstudie für HTR-Konzepte
unter deutschen Standortbedingungen**

**Phase I B, Fachband I:
Allgemeine Methoden, Daten, Modelle**

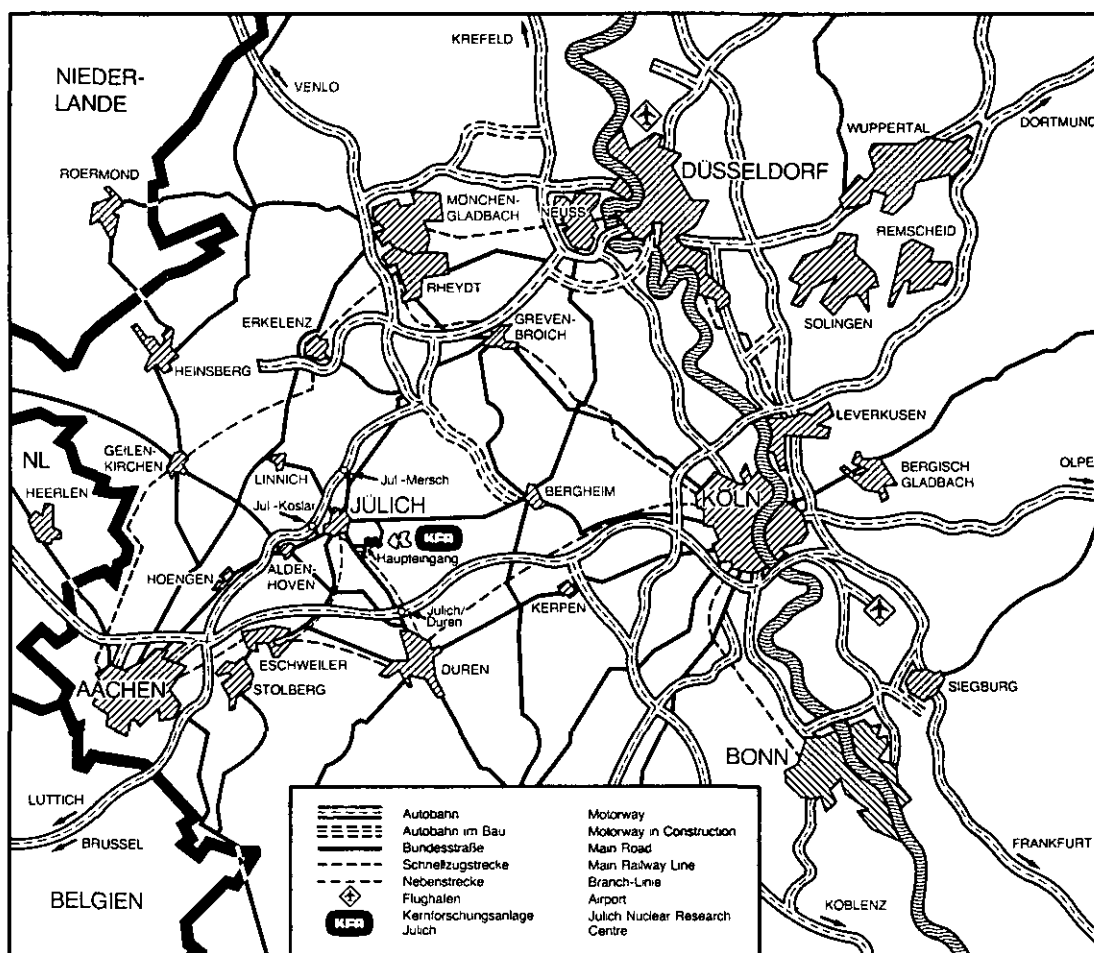
**Übertragung der amerikanischen AIPA-Studie
auf deutsche Verhältnisse unter weitgehender
Beibehaltung der Methoden und Modelle bei
gleichzeitiger Beseitigung von Schwachstellen**

Referenzanlage: HTR-1160

Jül - Spez - 136/Bd. 2

August 1982

ISSN 0343-7639



Als Manuskript gedruckt

Spezielle Berichte der Kernforschungsanlage Jülich – Nr. 136/Bd. 2

Institut für Nukleare Sicherheitsforschung Jül - Spez - 136/Bd. 2

Zu beziehen durch: ZENTRALBIBLIOTHEK der Kernforschungsanlage Jülich GmbH
Postfach 1913 · D-5170 Jülich (Bundesrepublik Deutschland)
Telefon: 02461/610 · Telex: 833556 kfa d

Sicherheitsstudie für HTR-Konzepte unter deutschen Standortbedingungen

**Phase I B, Fachband I:
Allgemeine Methoden, Daten, Modelle**

**Übertragung der amerikanischen AIPA-Studie
auf deutsche Verhältnisse unter weitgehender
Beibehaltung der Methoden und Modelle bei
gleichzeitiger Beseitigung von Schwachstellen**

Referenzanlage: HTR-1160

SAFETY STUDY FOR HTR CONCEPTUAL DESIGNS UNDER GERMAN SITING CONDITIONS

PHASE I B, Specialized Volume I: General Methods, Data, Models

Institut für Nukleare Sicherheitsforschung der Kernforschungsanlage Jülich
(KFA-ISF)¹⁾

Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS)²⁾

Summary

The basic methodology for determining sequences of events and their frequencies (event and fault trees) does not differ significantly from that of other risk studies. This applies analogously to the treatment of statistical data uncertainties and the description of results in the form of expected value with uncertainty factor. System unavailabilities are determined by means of failure rates, most of which originate from the German Risk Study, and consecutive test intervals. Unlike in other risk studies, common mode failures of components of the same kind are being considered by a mostly 10 % fraction of the overall failure of the multi-train system (β -factor).

A multitude of planned or unplanned operator actions are identified in the study. They are assessed using models from AIPA and according to WASH-1400. HTR-specific aspects allow mitigating operator actions in the range of days, which are approximately covered by subjective estimates, and extensive reversibility of human errors.

British experience with gas-cooled reactors proved to be useful for HTR-specific components. Rates of 0.2 to 1 for small leaks and 1.5×10^{-3} per reactor-year for larger leaks (tube ruptures) are derived on the basis of 2000 steam generator operating years. Failures of the main blowers (0.1 per blower-year) are covered by other transient events.

The behaviour of structural components is of great significance for the progression of core heatup accidents. The liner of the reactor pressure vessel and the concrete located behind will fail over a large area due to decreasing strength at temperatures above 800°C. A rupture of closure plugs may be virtually precluded. This also applies to a failure of the reactor containment at internal design pressure. The ultimate strength will only be reached at pressures of more than 14 bar.

¹⁾Institute for Nuclear Safety Research at the Nuclear Research Centre, Jülich

²⁾Society for Reactor Safety

SICHERHEITSSTUDIE FÜR HTR-KONZEPTE UNTER DEUTSCHEN STANDORTBEDINGUNGEN

PHASE I B, Fachband I : Allgemeine Methoden, Daten, Modelle

Institut für Nukleare Sicherheitsforschung der Kernforschungsanlage Jülich (KFA-ISF)
Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS)

Kurzfassung

Die grundlegende Methodik zur Ermittlung von Ereignisketten und deren Häufigkeiten (Ereignis- und Fehlerbäume) unterscheidet sich nicht wesentlich von der anderer Risikostudien. Ähnliches gilt auch für die Behandlung statistischer Datenunsicherheiten und die Ergebnisdarstellung in Form von Erwartungswert mit Unsicherheitsfaktor. Systemnichtverfügbarkeiten werden über Ausfallraten, die größtenteils aus der Deutschen Risikostudie stammen, und konsekutive Testintervalle ermittelt. Abweichend von anderen Risikostudien werden Common-Mode-Ausfälle gleichartiger Bauteile über einen meist 10 %igen Anteil am Gesamtausfall des mehrsträngigen Systems berücksichtigt (β -Faktor).

Eine Vielzahl von Personalhandlungen sind vorgesehen (geplant) oder möglich (ungeplant). Sie werden mit Modellen aus AIPA und nach WASH-1400 bewertet. Als HTR-spezifische Aspekte ergeben sich störfallmindernde Eingriffe im Bereich von Tagen, die über subjektive Schätzungen ansatzweise einbezogen werden, und die weitgehende Reversibilität von störfallverschlimmernden Fehlhandlungen.

Für HTR-spezifische Komponenten erwiesen sich vorrangig britische Erfahrungen mit gasgekühlten Reaktoren als nützlich. Auf der Basis von 2000 Dampferzeuger-Betriebsjahren werden für kleine Lecks Raten von 0,2 bis 1 und für größere Lecks (Rohrreißer) Raten von $1,5 \cdot 10^{-3}$ pro Reaktorjahr abgeleitet. Ausfälle der Hauptgebläse (0,1 pro Gebläse-Jahr) werden durch andere Transienten-Ereignisse abgedeckt.

Für den Ablauf von Kernaufheizunfällen spielt das Bauteilverhalten eine große Rolle. Der Liner des Reaktordruckbehälters und der dahinter liegende Beton versagen großflächig aufgrund abnehmender Festigkeit bei Temperaturen oberhalb 800 °C. Das Abreißen von Abschlußstopfen ist praktisch auszuschließen. Gleiches gilt für das Versagen des Reaktorschutzgebäudes bei Auslegungs-Innen-Druck. Erst bei Drücken von mehr als 14 bar ist die Grenze der Beanspruchbarkeit erreicht.

Vorwort

Der Bundesminister des Innern (BMI) fördert seit 1977 eine probabilistische Sicherheitsstudie für HTR-Konzepte, mit dem Ziel, Hinweise zur sicherheitstechnischen Einordnung dieses Reaktortyps und für Optimierungsmöglichkeiten zu erhalten. In der Phase I B dieses Vorhabens wurde die amerikanische Accident Initiation and Progression Analysis (AIPA) auf deutsche Verhältnisse unter weitgehender Beibehaltung der Methoden und Modelle bei gleichzeitiger Beseitigung von Schwachstellen übertragen.

Das Institut für Nukleare Sicherheitsforschung der Kernforschungsanlage Jülich GmbH (KFA-ISF), die Gesellschaft für Reaktorsicherheit mbH (GRS) und weitere Institutionen haben die Arbeiten durchgeführt. Die fachliche Leitung der Studie lag bei W. Kröger, KFA-ISF.

Die Ergebnisse der Analysen sind in einem Hauptband zusammengefaßt, die HTR-1160-Referenzanlage ist in einem ergänzenden Bericht beschrieben. Die Analysen selbst sind in Fachbänden dokumentiert:

- F I : Allgemeine Methoden, Daten, Modelle
- F II : Transienten mit Kernaufheizung
- F III: Lecks im Primärkreislauf
- F IV : Einwirkungen von außen
- F V : Kommentare anderer, Änderungen an der Systemauslegung

Der vorliegende Fachband I gibt einen Überblick über die Methodik der Studie (Kapitel A) und bewertet die in Analysen berücksichtigten Personalhandlungen; die hierzu angewendeten Modelle werden beschrieben (Kapitel B). Für HTR-spezifische Komponenten, wie Gebläse und Dampferzeuger, wurden Betriebserfahrungen mit britischen gasgekühlten Reaktoren ausgewertet. Über die gewonnenen Zuverlässigkeitskenngrößen berichtet Kapitel C. Schließlich wird die Frage untersucht, wie sich Reaktordruckbehälter und -schutzgebäude bei einer Kernaufheizung verhalten und welche Bedeutung dem Versagen von Abschlüssen des Reaktordruckbehälters als störfallauslösendem Ereignis beizumessen ist (Kapitel D).

Der Bericht gibt die Meinung und Auffassung der Auftragnehmer wieder und muß nicht mit der des auftraggebenden BMI übereinstimmen.

SICHERHEITSSTUDIE FOR HTR-KONZEPTE UNTER DEUTSCHEN STANDORTBEDINGUNGEN

FACHBAND I ZUR PHASE IB :

ALLGEMEINE METHODEN, DATEN, MODELLE

- A. Grundlagen zur Ermittlung der Häufigkeiten, unter besonderer Berücksichtigung abhängiger Fehler
L. Camarinopoulos, KFA-ISF
- B. Beschreibung und Bewertung von Personalhandlungen
H. Meeßen, G. Mohr, KFA-ISF
- C. Auswertung von Betriebserfahrungen für gasgekühlte Reaktoren
 - C.1 Analysis of Failure Data for Boiler Tubes in CEGB Reactors
L. Cave, Pollution Prevention (Consultants)
 - C.2 Analysis of Operating Experience for Gas Circulators in CEGB Reactors
L. Cave, Pollution Prevention (Consultants)
 - C.3 Auswertung von DRAGON-Erfahrungen
E. Schimetschka, GRS
- D. Untersuchungen zum Bauteilverhalten
R. Oberpichler, K. Schimmelpfennig,
Zerna, Schnellenbach und Partner

A. GRUNDLAGEN ZUR ERMITTLUNG DER HÄUFIGKEITEN UNTER
BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG ABHÄNGIGER FEHLER

L. Camarinopoulos, KFA-ISF

INHALT	Seite
Einleitung	1
1. Auswertung von Ereignisbäumen	1
2. Auswertung von Fehlerbäumen	3
3. Beurteilung und Quantifizierung des Ausfallverhaltens von Sicherheitssystemen	3
4. Berücksichtigung von Abhängigkeiten	6
5. Berücksichtigung von konsekutiven Inspektionsstrategien	13
6. Ausfalldaten für Systemkomponenten	15
7. Berücksichtigung statistischer Unsicherheiten der Ausfalldaten	15
8. Ergebnisdarstellung	20
Schrifttum	23

Einleitung

Die Grundlagen zur Ermittlung der Häufigkeiten von Ereignisabläufen bilden in der Studie die Ereignisbaum- und die Fehlerbaummethoden. Der prinzipielle Aufbau der Methoden ist in der einschlägigen Literatur, sowie in bereits abgeschlossenen Risikostudien erschöpfend erläutert /4, 5, 6/. Aus diesem Grund wird hier auf eine detaillierte Darstellung verzichtet. Im folgenden wird lediglich die Auswahl gewisser Verfahren zur Behandlung spezieller Teilprobleme begründet sowie auf Unterschiede in der Vorgehensweise zu anderen Risikostudien eingegangen.

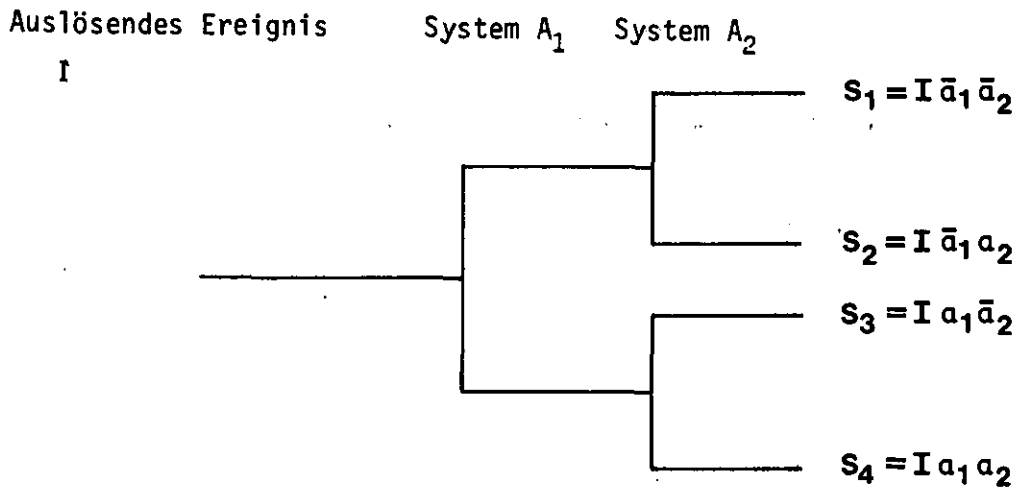
Dabei wurde der Tatsache Rechnung getragen, daß sich die vorliegende Studie auftragsgemäß primär an der Methodik der AIPA-Studie zu orientieren habe und nur in begründeten Fällen, z. B. wenn Methodikmängel erkannt oder wenn eine Übertragbarkeit auf deutsche Verhältnisse nicht gegeben ist, abgewichen werden soll.

1. Auswertung von Ereignisbäumen

Zur systematischen Beschreibung und Darstellung der behandelten Störfallabläufe wird in der vorliegenden Studie die inzwischen gängige Ereignisbaummethode benutzt.

Zur besseren Erfassung von strukturellen Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Sicherheitssystemen¹⁾ wurden die Eintrittswahrscheinlichkeiten von Störfallsequenzen in der Regel durch einen integralen Fehlerbaum in einer geschlossenen Rechnung ermittelt. Betrachtet man zum Beispiel einen Ereignisbaum, bestehend aus dem einleitenden Ereignis I und den zwei Sicherheitssystemen A_1 und A_2 ,

¹⁾ Solche sind dann gegeben, wenn sich der Zustand eines Systems auf die nachfolgenden Funktionen auswirkt wie z.B. beim Ausfall der Energieversorgung.



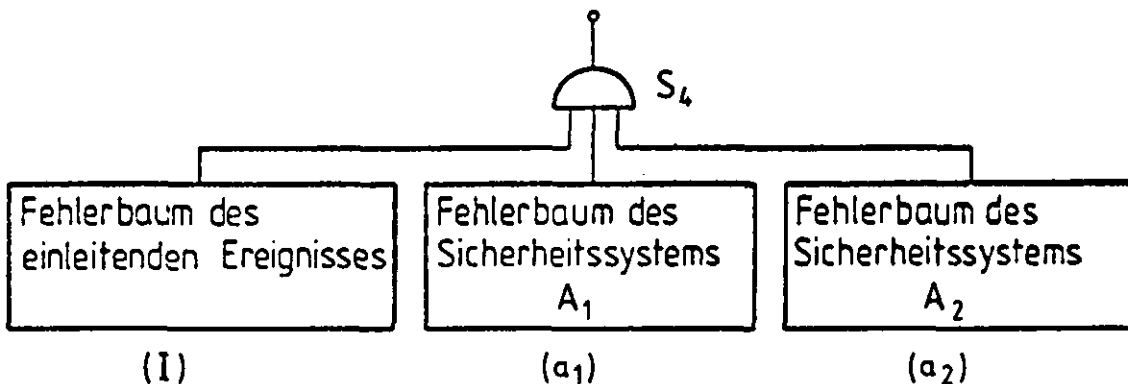
so läßt sich z.B. die Eintrittswahrscheinlichkeit der Sequenz S_4 mit Versagen beider Systeme angeben zu

$$\begin{aligned}
 W(S_4) &= W(I \cap a_1 \cap a_2) \\
 &= W(I) \cdot W(a_1/I) \cdot W(a_2/I, a_1)
 \end{aligned}$$

Als a_1 bzw. a_2 sind die Ausfallereignisse der Sicherheitssysteme A_1 und A_2 bezeichnet.

Die gesuchte Größe $W(S_4)$ kann durch geschlossene Auswertung des folgenden Fehlerbaums unter Umgehung der direkten Berechnung der bedingten Größen $W(a_1/I)$ und $W(a_2/I, a_1)$ ermittelt werden.

Diese Vorgehensweise bringt auch in Zusammenhang mit der Behandlung der Datenunsicherheiten eine Reihe von Vorteilen wie auch in entsprechenden Kapiteln ausgeführt wird.



2. Auswertung von Fehlerbäumen

Zur Ermittlung der Eintrittswahrscheinlichkeit der in den Ereignisbäumen auftretenden Ereignisse (Verzweigungswahrscheinlichkeiten) wurde die Fehlerbaummethode angewandt. Der Detaillierungsgrad der untersuchten HTR-1160-Anlage entsprach weitgehend dem Stand eines Konzept- und Standortgenehmigungsverfahrens. Dadurch bedingt war bei einigen Systemen der übliche Reifegrad einer Anlage, die das Genehmigungsverfahren durchgelaufen hat, nicht erreicht.

In diesem Zusammenhang festgestellte Schwachstellen der Anlage wurden in der Studie besonders ausgewiesen. Speziell wurde in einigen solcher Fälle der Versuch unternommen, den Einfluß einer Konzeptveränderung quantitativ abzuschätzen.

Abhängig vom betrachteten Ereignis wurden dabei folgende Größen berechnet

- Häufigkeit pro Jahr (in der Regel für einleitende Ereignisse)
- mittlere Nichtverfügbarkeit (für Sicherheitssysteme während der Bereitschaft)
- Ausfallwahrscheinlichkeit (für Sicherheitssysteme während der Durchhaltephase).

Die numerischen Auswertungen wurden alternativ mit den Zuverlässigkeitsprogrammen RISA und RALLY durchgeführt.

Das Zuverlässigkeitsprogramm RISA ist ein analytisches Programm, das auf der Basis der Minimalschnitte (Cut-Sets) arbeitet. Das Programm RALLY ist ein Simulationsprogramm. Die prinzipielle Arbeitsweise beider Programme ist in der Literatur beschrieben /1, 2, 3/.

3. Beurteilung und Quantifizierung des Ausfallverhaltens von Sicherheitssystemen

Die Beurteilung des Ausfallverhaltens der zur Bewältigung einer eingeleiteten Störung benötigten Sicherheitssysteme erfolgte anhand folgender zwei Größen:

- Der Wahrscheinlichkeit, daß zum Anforderungszeitpunkt t_0 das betreffende Sicherheitssystem verfügbar ist, also der Verfügbar-

beit $V(t_0)$ bzw. deren Komplement der Nichtverfügbarkeit $U(t_0)$
 $= 1 - V(t_0)$.

- Der Wahrscheinlichkeit, daß nach erfolgreicher Auslösung die geforderten Sicherheitsfunktionen über ein jeweils als notwendig angesehenes Intervall (t_0, t) aufrechterhalten werden können, also der Zuverlässigkeit $R(t_0, t)$ bzw. deren Komplement der Ausfallwahrscheinlichkeit $Q(t_0, t) = 1 - R(t_0, t)$.

Auch im Rahmen dieser Studie wurde, wie in den vorangegangenen, bestätigt, daß der Anteil der zweiten Größe $Q(t_0, t)$ gegenüber $U(t_0)$ in der Regel zu vernachlässigen ist.

Da einerseits der Anforderungszeitpunkt t_0 zufällig ist, die Nichtverfügbarkeit $U(t_0)$ andererseits bei Bereitschaftssystemen eine stark zeitabhängige Größe ist, wurde als Beurteilungsgröße die mittlere Unverfügbarkeit über ein Zeitintervall T laut

$$\bar{U}(T) = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T U(t_0) \cdot dt_0$$

berechnet und in die Ereignisbäume eingesetzt.

Sowohl die Größe $U(t_0)$ als auch $\bar{U}(T)$ hängen dabei sehr stark von der zugrunde gelegten Inspektionsstrategie des Sicherheitssystems ab.

In der Praxis werden einzelne Stränge von redundanten Sicherheitssystemen nicht simultan, sondern gestaffelt (konsekutiv) getestet. Bei einem 4 x 50%-System bedeutet dies, daß bei einem monatlichen Inspektionsintervall jede Woche ein Strang funktionsgeprüft wird. Diese Vorgehensweise wurde in den Zuverlässigkeitsanalysen praxisgetreu nachgebildet. Hierzu ist es erforderlich, das Ausfallverhalten von Bereitschaftskomponenten nicht durch feste Wahrscheinlichkeitswerte pro Anforderung, sondern durch Ausfallraten zu beschreiben. Dieser Weg ist in der Studie mit Ausnahme der Dieselaggregate, deren Startwahrscheinlichkeit durch einen festen Wert beschrieben wurde, begangen worden. Diese Darstellung des Ausfallverhaltens von Bereitschaftssystemen mittels Ausfallraten geht auf die Modellvorstellung zurück, daß potentielle Ausfälle von Stand-by-Systemen während der Bereitschaftsphase auftreten und bei Anforderung

lediglich erkannt, d.h. manifestiert werden. Mechanismen, die zu einem solchen Ausfallverhalten führen, sind z.B. Alterung, Verschmutzung, Korrosion von Materialien, Driften von Einstellwerten usw. Bei der alternativen Darstellung mittels einer konstanten Ausfallwahrscheinlichkeit pro Anforderung wird dagegen unterstellt, daß der Ausfall durch die Betätigung selbst hervorgerufen wird. In diesem Fall wäre eine Unabhängigkeit vom gewählten Inspektionsintervall vorhanden.

Für die meisten Komponenten liegen keine ausreichenden differenzierten Daten vor, um eine statistische Entscheidung zwischen diesen Modellvorstellungen zu erlauben. Auch aus den USA sind uns keine solchen Untersuchungen bekannt. In der Regel sind Ausfallmechanismen beider Arten möglich. Aus der Betrachtung der tatsächlich aufgetretenen Ausfallarten ist die Studie jedoch der Ansicht, daß für die meisten Komponenten die von der Zeitdauer abhängigen Ausfallarten deutlich überwiegen, so daß in der Regel die Darstellung mittels einer Ausfallrate realistischer ist. Statistisch belegen läßt sich dies aus Datenerfassungen der GRS zu Leistungsschaltern. Bei zwei Populationen gleicher Schalter, die sich aber in der Schalthäufigkeit etwa um den Faktor 10 unterscheiden, ergibt sich nahezu die gleiche Ausfallrate, jedoch um ca. eine Größenordnung unterschiedliche Ausfallwahrscheinlichkeiten pro Anforderung. Die Darstellungsart mittels einer konstanten Ausfallwahrscheinlichkeit pro Anforderung würde hier also zu ins Gewicht fallenden Fehlern führen.

Die Auswirkungen dieser Vorgehensweise auf die Entdeckungszeit von Ausfällen, speziell bei Fehlern aus gemeinsamer Ursache, werden im entsprechenden Abschnitt 1.5 näher erläutert.

Wie bereits erwähnt, impliziert die Verwendung der mittleren Unverfügbarkeit $\bar{U}(T)$ als Beurteilungsgröße eine Gleichverteilung der "scharfen" (echten) Anforderungszeitpunkte im Intervall $(0, T)$. Sie ist in der Praxis voll gegeben und entspricht der Vorgehensweise bezüglich der zeitlichen Verteilung von einleitenden Ereignissen, wo ebenfalls eine Gleichverteilung über den Betrachtungszeitraum angenommen wird. Sollten Häufungspunkte von Anforderungen innerhalb bestimmter Teilbereiche des Intervalls (U, T) vorhanden sein, so könnte diese Vorgehensweise zu einer Überschätzung bzw. Unterschätzung

zung führen (bei Häufungen direkt nach einer Inspektion zu Überschätzung, direkt vor einer Inspektion zu Unterschätzung des Risikos). Solche Fälle wurden in der Studie nicht festgestellt, so daß die Verwendung eines Mittelwertes gerechtfertigt ist.

Einer speziellen Behandlung bedürfen hierbei Fälle, wo z.B. betriebliche Vorgänge das indirekte Testen der Funktionsweise einer Komponente mit sich bringen, speziell dann, wenn letzteres öfter innerhalb des Beobachtungszeitraumes $(0, T)$ passiert.

Eine adäquate Vorgehensweise ist, solche betrieblichen Vorkommnisse als Inspektionen aufzufassen und sie durch eine ihrer Häufigkeit entsprechende Verkürzung der Fehlerentdeckungszeit (Verkürzung des regulären Testintervalls) zu berücksichtigen. Dieser Weg ist auch in der PSH-Studie begangen worden. Zu bemerken ist, daß gerade diese Vorgehensweise eine fallbezogene, individuelle Berücksichtigung der realen Ausfallzeiten (fault-duration) gestattet. Sie sollte allerdings nur dann angewandt werden, wenn eindeutig feststeht, daß obige Vorkommnisse einer Inspektion gleichwertig sind.

4. Berücksichtigung von Abhängigkeiten

Generell sind im Rahmen der probabilistischen Auswertung von Fehlerbäumen folgende Abhängigkeitstypen zu unterscheiden und zu berücksichtigen:

- Strukturelle Abhängigkeiten zwischen einzelnen Teilsystemen durch gemeinsame Funktionskomponenten (z.B. Energieversorgung, Steuerungselemente, etc.)
- Gemeinsame, quasi-gleichzeitige Ausfälle von mehreren redundanten Komponenten, Teilsystemen oder Systemen aufgrund gemeinsamer Ursachen (z.B. Konstruktions-, Auslegungs-, Fabrikationsfehler etc.)
- Gleichzeitige Ausfälle mehrerer redundanter Komponenten, Teilsysteme oder Systeme, die als Folge eines einzelnen Ausfalles auftreten.

Die in der erstgenannten Kategorie einzuteilenden strukturellen Abhängigkeiten werden im Rahmen der Fehlerbaummethode über die Gesetzmäßigkeiten der Bool'schen Logik automatisch erfaßt (s. auch

Abschnitt 1.1), deren richtige Berücksichtigung stellt somit keine prinzipielle oder datenspezifische Schwierigkeit dar. Der Detaillierungsgrad der Unterlagen für die hier untersuchte Anlage, sowie die daraus erstellten Fehlerbäume reichen generell aus, um solche strukturellen Abhängigkeiten richtig erfassen zu können.

Problematischer gestaltet sich die Identifikation sowie die anschließende Quantifizierung von Abhängigkeiten der zwei zuletzt genannten Kategorien, die als Fehler aus gemeinsamer Ursache (Common-Mode-Failures) bezeichnet werden.

Im folgenden soll ein kurzer Überblick zur Behandlung dieses Problemkreises in bereits abgeschlossenen Risikostudien /4, 5, 6/ gegeben werden.

WASH-1400 /4/

In dieser ersten umfassenden probabilistischen Risikostudie aus dem kerntechnischen Bereich wurde der Versuch unternommen, Fehler aus gemeinsamen Ursachen anhand detaillierter Fehlerbaum- und Ereignisbaumanalysen analytisch zu identifizieren. Die anschließende Quantifizierung erfolgte dann weitgehend durch die sog. Bounding-Technik, die im folgenden kurz erläutert wird.

Betrachtet man zwei beliebige Ereignisse A und B (A bzw. B können z.B. den Ausfall einer Komponente, eines Untersystems oder eines Systems bedeuten), so läßt sich über die Beziehung

$$P(A \cdot B) = P(A) \cdot P(B/A) = P(B) \cdot P(A/B)$$

$$\leq \text{Min} \{P(A), P(B)\} = P_0$$

eine obere Grenze P_0 für die Verbundwahrscheinlichkeit $P(A \cdot B)$ des gemeinsamen Auftreffens beider Ereignisse A und B gewinnen. Die Größe P_0 ist gleich der Eintrittswahrscheinlichkeit des selteneren der beiden Ereignisse.

Als untere Grenze P_u wurde in WASH-1400 die Größe

$$P_u = P(A) \cdot P(B)$$

verwendet, also die Wahrscheinlichkeit eines gemeinsamen Auftretens unter der Voraussetzung, daß die behandelten Ereignisse unabhängig sind.

Zur Abdeckung der Unsicherheiten einer solchen Vorgehensweise, sowie der Unsicherheiten der Größen $P(A)$ und $P(B)$ selbst, wurde die Größe $P(A \cdot B)$ anschließend als stochastische Variable behandelt. Als Verteilungsfunktion wurde dabei die logarithmische Normalverteilung zugrunde gelegt mit dem Medianwert $P_{0,5}$ laut

$$P_{0,5} = \sqrt{P_u \cdot P_o}$$

und dem 90% Konfidenzintervall (P_u, P_o) .

Obige Vorgehensweise läßt sich auch auf Ereigniskonjunktionen höherer Ordnung $(A_1 \cdot A_2 \cdot \dots \cdot A_n)$ erweitern.

DRS_/_5/_

In der Deutschen Risikostudie (DRS) wurden Ausfälle aus gemeinsamen Ursachen lediglich dann quantifiziert, wenn zu diesen oder zumindest ähnlichen Ausfallarten Betriebserfahrungen vorlagen. Die Grundlage der Quantifizierung bildete somit die direkt vorhandene jeweilige Betriebserfahrung.

In diesem Zusammenhang aufgetretenen Common-Mode-Ausfälle betrafen folgende Anlagenteile

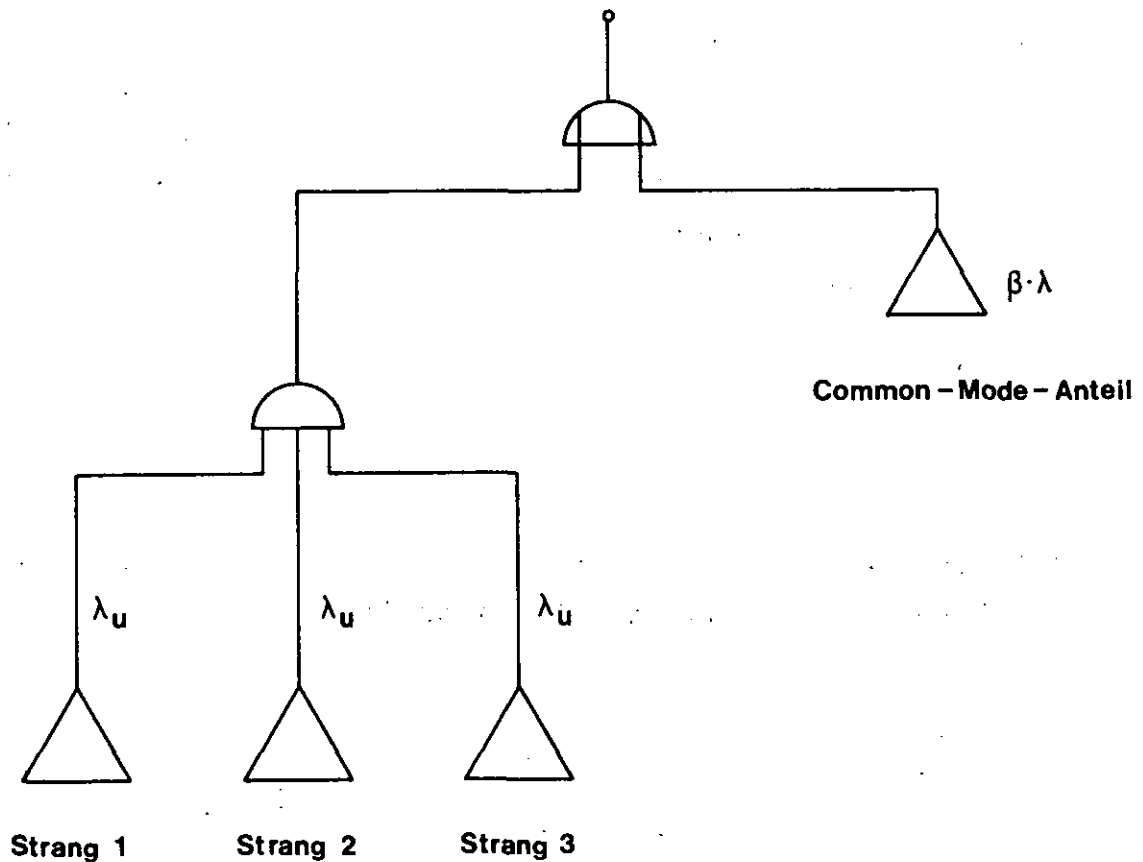
- Meßwerterfassung im Reaktorschutzsystem
- Abschlußrelais im Reaktorschutzsystem
- Diesel Common-Mode (Start/Betrieb)
- Notkühlumpen im Langzeitbetrieb

AIPA-Studie_/_6/_

Dem Problem der Identifikation potentieller Ausfälle aus gemeinsamen Ursachen wurde in der AIPA-Studie anders als in den bereits erwähnten Studien dadurch begegnet, daß bei jedem redundanten System-

teil ein Common-Mode-Fehleranteil angesetzt wurde.

Die charakteristische Struktur des betreffenden Fehlerbaums zeigt das folgende Bild beispielhaft für ein (1v3)-System



Die Quantifizierung der so postulierten Ausfälle aus gemeinsamer Ursache erfolgte dann durch die Einführung von sog. β -, bzw. γ -Faktoren, die ein Maß für die Wahrscheinlichkeit liefern, daß der Ausfall eines Systemteils durch gemeinsame Ursachen (Kategorie 2) bzw. durch Folgefehler (Kategorie 3) verursacht wurde.

Im folgenden soll das Konzept der β -Faktoren kurz erläutert werden. Auf eine Erläuterung der γ -Faktoren wird hier verzichtet, da es sich durch Auswertung von Betriebserfahrungen /6/ herausgestellt hat, daß letztere gegenüber den β -Faktoren generell vernachlässigbar sind.

Bei der β -Faktor-Methode wird die Ausfallrate λ einer redundanten Komponente in zwei Teile

$$\lambda = \lambda_u + \lambda_a$$

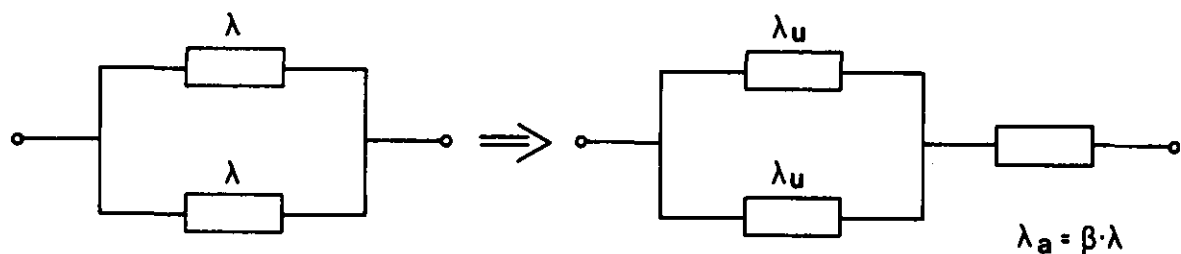
aufgespalten. Der unabhängige Anteil λ_u quantifiziert solche Ausfälle, die lediglich die jeweilige Komponente, nicht aber ihre Redundanzpartner betreffen. Der abhängige Anteil λ_a dagegen, erfaßt Ausfallarten, die alle Komponenten einer Redundanzgruppe quasi-gleichzeitig in Mitleidenschaft ziehen.

Der β -Faktor wird dabei zu

$$\beta = \frac{\lambda_a}{\lambda}$$

definiert.

Am Beispiel einer einfachen Redundanzgruppe führt diese Vorgehensweise auf folgendes Zuverlässigkeitersatzbild:



Der Wertebereich von β ist durch $0 \leq \beta \leq 1$ gegeben. Der Wert $\beta = 0$ ($\lambda_a = 0$) impliziert eine vollständige statistische Unabhängigkeit zwischen den beiden Komponenten, während bei $\beta = 1$ ($\lambda_a = \lambda$) die Redundanzgruppe zu einer einzigen Komponente mit der Ausfallrate λ ausartet.

In der vorliegenden Studie wurde, in Anlehnung an die AIPA-Studie, zur Behandlung von Ausfällen aus gemeinsamer Ursache die β -Faktor-Methode angewandt.

Die Studie ist der Auffassung, daß in Anbetracht

- der Vielschichtigkeit und Anzahl potentieller Common-Mode-Ursachen,
- der beschränkten Betriebserfahrungen über bereits aufgetretene Common-Mode-Ausfälle, so daß eine Fixierung auf letztere lückenhaft bleiben muß,
- der Tatsache, daß bereits aufgetretene Common-Mode-Ausfälle in der Regel durch Behebung der Ursachen eliminiert werden und als solche in künftigen Realisierungen nicht mehr auftreten und
- der speziellen HTR-Situation im Hinblick auf Detaillierungsgrad und Betriebserfahrung

ein pauschales, einheitliches Verfahren zur Common-Mode-Identifizierung und -Quantifizierung, trotz der sicherlich vorhandenen Kritikpunkte, beim heutigen Stand der Technik auf diesem Gebiet die adäquateste Vorgehensweise darstellt.

Vorhandene Erfahrungen mit bereits aufgetretenen Common-Mode-Fehlern an unterschiedlichen Systemen lassen eine pauschale numerische Festlegung des β -Faktors zu $\beta = 0.1$ als realistisch erscheinen, während die γ -Faktoren, die zur Berücksichtigung von Folgeausfällen eingeführt sind, um mehr als eine Zehnerpotenz kleiner und somit nicht ergebnisrelevant sind /6, 8/.

Vom Wert $\beta = 0.1$ wurde in der Studie lediglich bei solchen Komponenten abgewichen, wo entweder detaillierte Betriebserfahrungen einen anderen β -Faktorwert statistisch erhärteten, oder aber spezielle Konstruktionen Maßnahmen (z.B. Diversität) einen kleineren β -Faktor begründen ließen. Dies waren im einzelnen

- die Dieselaggregate ($\beta = 8 \cdot 10^{-3}$ /Anforderungsfall, $3 \cdot 10^{-2}$ /Betriebsfall)
- Komponenten der Fremddampfversorgung ($\beta = 0.2$)
- Speisewasserpumpen ($\beta = 0.02$)
- Gebäudeabschlußklappen ($\beta = 0.01$).

Außer dem β -Faktor, der zur Quantifizierung der Common-Mode-Ausfallrate führt, spielt auch der Entdeckungsmechanismus eines Common-Mode-Fehlers für die Quantifizierung eine wesentliche Rolle.

Dabei ist zu differenzieren zwischen Common-Mode-Ausfällen,

- die selbstmeldend sind,
- die bei regelmäßigen Funktionsprüfungen entdeckt werden,
- die nur bei einem Störfall auftreten oder entdeckt werden.

Selbstmeldende Common-Mode-Ausfälle können entweder innerhalb kurzer Zeit behoben werden oder aber bei länger andauernden Reparaturen kann die Anlage in einen sicheren Zustand überführt werden, so daß deren Einfluß im Vergleich mit den anderen Arten vernachlässigbar ist.

Der größte Teil von Common-Mode-Ausfällen läßt sich im Rahmen der regelmäßigen Funktionsprüfungen entdecken.

Die in Kernkraftwerken angewandte bereits angesprochene konsekutive Inspektionsstrategie mehrsträngiger Systeme führt zu einer wesentlichen Verkürzung der Entdeckungszeiten potentieller Common-Mode-Ausfälle. Die quantitative Zusammenhänge werden im entsprechenden Abschnitt 1.5 erläutert.

Sind die Anforderungen während einer Funktionsprüfung bzw. während des Betriebes nicht repräsentativ für die Anforderungen unter realen Störfallbedingungen, so kann ein Teil von Common-Mode-Fehler nicht vorbeugend entdeckt werden. Ähnlich wie in der DRS wird auch hier davon ausgegangen, daß durch entsprechende Gestaltung der Funktionsprüfungen bzw. der Beachtung solcher Fragen im Rahmen des Genehmigungsverfahrens der angesprochene Anteil von Common-Mode-Ausfällen unbedeutend bleibt.

Ein Teil der in diesem Zusammenhang verbleibenden Unsicherheit wird auch durch die konservative Tendenz der β -Faktor-Methode bei der Behandlung von im Rahmen von Funktionsprüfungen entdeckbaren Fehlern gemeinsamer Ursache kompensiert. Bedenkt man nämlich, daß im Laufe der Betriebszeit einer Anlage entdeckte Common-Mode-Fehler zu einer Reduktion des β -Faktors führen, letzterer aber bei Extrapolation von Jahresmittelwerten auf Anlagenbetriebszeiten als konstant impliziert wird, so wird die oben angesprochene Konservativität offenkundig.

5. Berücksichtigung von konsekutiven Inspektionsstrategien

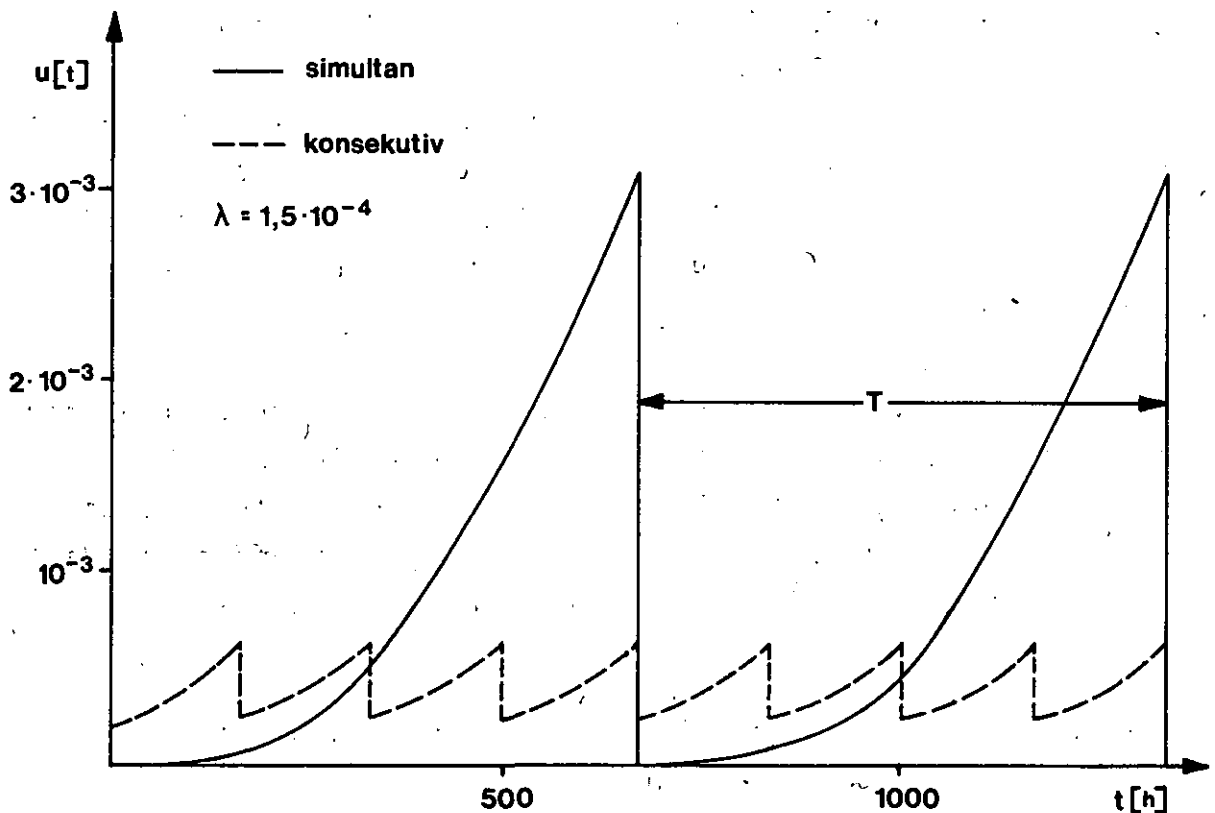
Die Sicherheitssysteme einer Reaktoranlage sind grundsätzlich mehrsträngig (redundant) aufgebaut. Die einzelnen redundanten Stränge werden nicht simultan, sondern konsekutiv (gestaffelt) getestet. Für ein 4 x 50%-System bedeutet dies, daß bei einem monatlichen Inspektionsintervall jede Woche ein Strang funktionsgeprüft wird.

Diese Vorgehensweise wurde in den Zuverlässigkeitsanalysen praxisgetreu nachgebildet. Sie führt bezüglich

- der momentanen Unverfügbarkeit $U(t)$
- der mittleren Unverfügbarkeit $\bar{U}(T)$
- der Entdeckungszeit von Fehlern aus gemeinsamen Ursachen

zu erheblichen Verbesserungen.

Der zeitliche Verlauf der Unverfügbarkeit $U(t)$ für ein 4 x 50%-System, eine Konfiguration, die für eine Reihe von Sicherheitssystemen der untersuchten HTR-Anlage zutrifft, ist in der folgenden Abbildung für eine simultane sowie eine konsekutive Inspektionsstrategie aufgetragen [7/].



Man erkennt, daß durch das konsequente Testen sowohl eine starke Glättung der Unverfügbarkeit über die Zeit, als auch eine erhebliche Reduktion (ca. um den Faktor 5) der Maximalwerte erreicht wird.

Ähnlich liegen die Verhältnisse für den Wert der mittleren Unverfügbarkeit \bar{U} im Betrachtungsintervall, mit

$$\bar{U}(T) = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T U(t) \cdot dt$$

Die korrespondierenden Beziehungen für unabhängige Fehler eines 4 x 50%-Systems lauten, unter der Annahme $\lambda \cdot T_i \ll 1$, T ein Vielfaches von T_i // (ohne Berücksichtigung von Fehlern aus gemeinsamer Ursache)

(simultan) $\bar{U}(T) \approx (\lambda T_i)^3 - 1,8(\lambda T_i)^4$

(konsequente) $\bar{U}(T) \approx 0,375 \cdot (\lambda T_i)^3 - 0,436 \cdot (\lambda T_i)^4$

d.h. durch die konsequente Teststrategie wird ein Gewinn um den Faktor ca. 3 erreicht.

Ein großer Anteil von Fehlern aus gemeinsamer Ursache läßt sich im Rahmen der regelmäßigen Funktionsprüfungen entdecken. Bei einer simultanen Inspektionsstrategie wäre die maximale Entdeckungszeit eines potentiellen Common-Mode-Ausfalles dem jeweiligen Inspektionsintervall, in der Regel ein Monat, gleichzusetzen. Eine konsequente Inspektionsstrategie führt dagegen zu einer wesentlichen Entdeckungszeitverkürzung.

Geht man z.B. davon aus, daß nach einer fehlgeschlagenen Funktionsprüfung eines redundanten Systemteils, die restlichen Stränge zwecks Entdeckung eines potentiellen Common-Mode-Fehlers ebenfalls getestet werden, so würde dies die Entdeckungszeit und somit die maximale Wirkzeit eines Common-Mode-Fehlers auf T_i/n beschränken, wobei

T_i : das Inspektionsintervall (in der Regel ein Monat)

n: Anzahl der vorhandenen Redundanzen

bedeuten.

In der vorliegenden Studie wurde davon ausgegangen, daß die oben-erwähnte Vorgehensweise erst nach Versagen von zwei Teilsystemen einer Redundanzgruppe in wöchentlicher Reihenfolge stattfindet, was zu einer maximalen Entdeckungszeit von $2 \cdot T_i / n$ führt.

Zur formelmäßigen Berücksichtigung dieses Sachverhaltes müssen z.B. für ein 4 x 50%-System die oben angegebenen Beziehungen für die mittlere Unverfügbarkeit $\bar{U}(T)$ um den Common-Mode-Anteil laut

$$\text{(simultan)} \quad \bar{U}(T) \approx (\lambda_u \cdot T_i)^3 - 1,8 (\lambda_u \cdot T_i)^4 + \beta \cdot \lambda \cdot \frac{T_i}{2}$$

$$\text{(konsekutiv)} \quad \bar{U}(T) \approx 0,375 (\lambda_u \cdot T_i)^3 - 0,436 (\lambda_u \cdot T_i)^4 + \beta \cdot \lambda \cdot \frac{T_i}{4}$$

erweitert werden.

Daraus ist zu erkennen, daß bezüglich des Common-Mode-Anteils durch das konsekutive Testen ein Gewinn von einem Faktor ca. 2 erzielt wird.

6. Ausfalldaten für Systemkomponenten

In der vorliegenden Studie wurden soweit dies möglich war, die Ausfallraten und Wahrscheinlichkeiten aus der Deutschen Risiko-studie verwendet. Für HTR-spezifische Komponenten wurden die Erfahrungen mit gasgekühlten englischen Reaktoren bis einschließlich 1979 herangezogen.

Eine Zusammenstellung der in der Studie verwendeten Basisdaten gibt die Tabelle 1 wieder. Auf das Verfahren zur Berücksichtigung der statistischen Unsicherheiten der Ausfalldaten wird in Abschnitt 1.7 eingegangen.

7. Berücksichtigung statistischer Unsicherheiten der Ausfalldaten

Die in die Studie eingeflossenen Ausfalldaten zur Beschreibung des Ausfallverhaltens der Systemkomponenten sind mit Unsicherheiten behaftet, die primär auf die folgenden Gründe zurückzuführen sind:

- Die Daten stammen zum Teil aus Technologiebereichen mit unterschiedlichen Einsatzbedingungen.

KOMPONENTE/Ereignis	Ausfallart	Daten (Median/Irrtumsfaktor)	Quelle
Pumpe	Startversagen Betriebsversagen	$8 \cdot 10^{-6} / 7$ pro Stunde $25 \cdot 10^{-6} / 15$ "	DRS
Motorarmatur	Öffnet nicht oder schließt nicht	$7 \cdot 10^{-6} / 5$ "	DRS
Magnetventil	Öffnet nicht oder schließt nicht	$7 \cdot 10^{-6} / 20$ "	DRS
Pneumatisches Ventil	Öffnet nicht oder schließt nicht	$7 \cdot 10^{-6} / 23$ "	DRS
Rückschlagarmatur	Öffnet nicht schließt nicht innere Leckage	$8 \cdot 10^{-7} / 10$ " $2,5 \cdot 10^{-6} / 3$ " $10 \cdot 10^{-6} / 10$ "	DRS
Handarmatur	Öffnet nicht oder schließt nicht	$1,5 \cdot 10^{-6} / 12$ "	DRS
Regelarmatur	regelt nicht auf oder nicht zu	$5 \cdot 10^{-6} / 7$ "	DRS
hydraulisch betätigte Armatur	Öffnet nicht oder schließt nicht	$7 \cdot 10^{-6} / 5$ "	DRS
pneumatische Gebäudeabschlußklappe	schließt nicht	$10^{-4} / 3$ pro Anf.	AIPA
He-Hauptabsperarmatur	schließt nicht	$3 \cdot 10^{-6} / 10$ pro Stunde	abgeschätzt
Sicherheitsventil mit 3 Vorsteuer-ventilen	Öffnet nicht oder schließt nicht	$1,8 \cdot 10^{-3} / 4$ pro Anf. $7 \cdot 10^{-3} / 4$ "	DRS
Hilfskessel zur Fremddampfversorgung	nicht verfügbar	$6 \cdot 10^{-6} / 10$ pro Stunde	AIPA
Kondensatorvakuum	Verlust durch Leckage	$17 \cdot 10^{-6} / 1,5$ "	AIPA
H ₂ O-Reinigungsanlage Sekundärkreis	Blockierung	$1 \cdot 10^{-6} / 6$ "	abgeschätzt
Lagerwasser der He-Gebläse	Versorgungsausfall	$7 \cdot 10^{-7} / 10$ "	AIPA
Reaktorschnellabschaltung		$342 \cdot 10^{-6} / 3$ "	AIPA
Turbinenschnellabschaltung		$571 \cdot 10^{-6} / 2$ "	GRS
He-Hilfsgebläse im NWA-Kreis	Startversagen Betriebsversagen	$8 \cdot 10^{-6} / 7$ " $25 \cdot 10^{-6} / 15$ "	GRS/ Cave
Wärmetauscher	Betriebsleckage	$5 \cdot 10^{-6} / 8$ "	GRS
Luftgebläse	Startversagen Betriebsversagen	$1 \cdot 10^{-6} / 8$ " $2 \cdot 10^{-6} / 8$ "	DRS
Drucktank im NWA-Hilfskühlkreis	Gesamtausfall	$2,5 \cdot 10^{-6} / 10$ "	AIPA
Rohrleitung > 3"	Bruch	$2,5 \cdot 10^{-10} / 80$ pro m-h	DRS
Rohrleitung < 3"	Bruch	$10 \cdot 10^{-10} / 47$ "	DRS
Hauptnetzeinspeisung	nicht verfügbar	$57 \cdot 10^{-6} / 3$ pro Stunde	DRS
Reserveanschluß	nicht verfügbar	$7 \cdot 10^{-3} / 3$ pro Anf.	DRS
Netzausfall am Kraftwerksstandort		$11 \cdot 10^{-6} / 3$ pro Stunde	DRS
Obernahme der EB-Versorgung durch das Netz	erfolgt nicht	$3 \cdot 10^{-3} / 3$ pro Anf.	DRS
Umschaltautomatik für den Reserveanzschluß	keine Anregung	$10^{-7} / 10$ pro Stunde	DRS
Abfahren auf Eigenbedarf	gelingt nicht	$0,1 / 3$ pro Anf.	AIPA
Diesellaggregat	Startversagen Betriebsversagen	$2,5 \cdot 10^{-2} / 3$ " $5 \cdot 10^{-3} / 2$ pro Stunde	DRS
Diesellaggregat (Common-Mode-Ausfall)	Startversagen Betriebsversagen	$2 \cdot 10^{-4} / 10$ pro Anf. $1,5 \cdot 10^{-4} / 10$ pro Std.	DRS
Elektromotor	Startversagen Betriebsversagen	$1 \cdot 10^{-6} / 8$ pro Stunde $2 \cdot 10^{-6} / 8$ "	DRS
Batterie	ungenügende Energieabgabe	$1 \cdot 10^{-6} / 7$ "	WASH-1400
Transformator	Gesamtausfall	$1,5 \cdot 10^{-6} / 5$ "	DRS
Wiederversorgung ausgefallener Notstromschienen innerhalb einer Stunde	erfolgt nicht	$0,1 / 3$ pro Anf.	GRS
Raumkühlung für Diesel	Gesamtausfall	$5 \cdot 10^{-5} / 10$ pro Anf.	DRS
Sammelschiene	Kurzschluß	$1 \cdot 10^{-6} / 10$ pro Stunde	DRS
Generatorschalter	Öffnet nicht	$6 \cdot 10^{-7} / 5$ "	DRS
Leistungsschalter ohne Abzweig	schließt nicht Öffnet nicht	$3 \cdot 10^{-7} / 6$ " $2 \cdot 10^{-7} / 11$ "	DRS
10 kV bzw. 0.4 kV Abzweig	schließt nicht, Öffnet nicht	$1 \cdot 10^{-6} / 10$ "	DRS
Steuerkette	unterdrückt Befehl	$0,7 \cdot 10^{-6} / 10$ "	DRS
Wechselrichter	Gesamtausfall	$5 \cdot 10^{-6} / 10$ pro Stunde	DRS
Grenzwertgeber	nicht selbstmeldender Ausfall	$2 \cdot 10^{-8} / 3$ "	DRS
Rechenschaltung	Gesamtausfall	$10^{-6} / 10$ "	DRS
Abschlußglied im Reaktorschutzsystem	gibt kein Signal aus	$3 \cdot 10^{-7} / 3$ "	DRS
Schutz	Verlust der Hauptfunktion	$1 \cdot 10^{-6} / 15$ "	DRS
Bartonzeile	klemmt	$3 \cdot 10^{-7} / 3$ "	DRS
Sicherung	vorzeitige Unterbrechung	$2,5 \cdot 10^{-7} / 15$ "	DRS
Gruppensicherung	vorzeitige Unterbrechung	$1 \cdot 10^{-6} / 7$ "	DRS
Aktivitätsmessung	hängt	$10^{-5} / 10$ "	DRS
Temperaturmessung	hängt	$5 \cdot 10^{-6} / 10$ "	DRS
He-Durchsatzmessung	hängt	$3 \cdot 10^{-7} / 3$ "	DRS
H ₂ O-Durchsatzmessung	hängt	$3 \cdot 10^{-7} / 3$ "	DRS

verwendeter B-Faktor in der Regel 0.1

Tabelle 1: Benutzte Daten für probabilistische Analysen
=====

- Die Daten sind in der Regel sehr pauschal (z.B. Ausfall einer Pumpe, Ausfall eines Schalters) und beschreiben lediglich ein globales Ausfallverhalten ohne auf systemspezifische Ausfall- und Einsatzarten Rücksicht zu nehmen.
- Jede Datenerhebung und -erfassung ist mit zufälligen, durch die endliche Anzahl der Tests bedingten Fehlern behaftet.

Deswegen wurden in der Studie Ausfalldaten als stochastische Größen behandelt.

Betrachtet man beispielhaft ein zu berechnendes Zuverlässigkeitsmerkmal $ZM(t)$ ¹⁾, so läßt sich letzteres als Funktion des Ausfallratenvektors $\underline{\lambda}$ laut

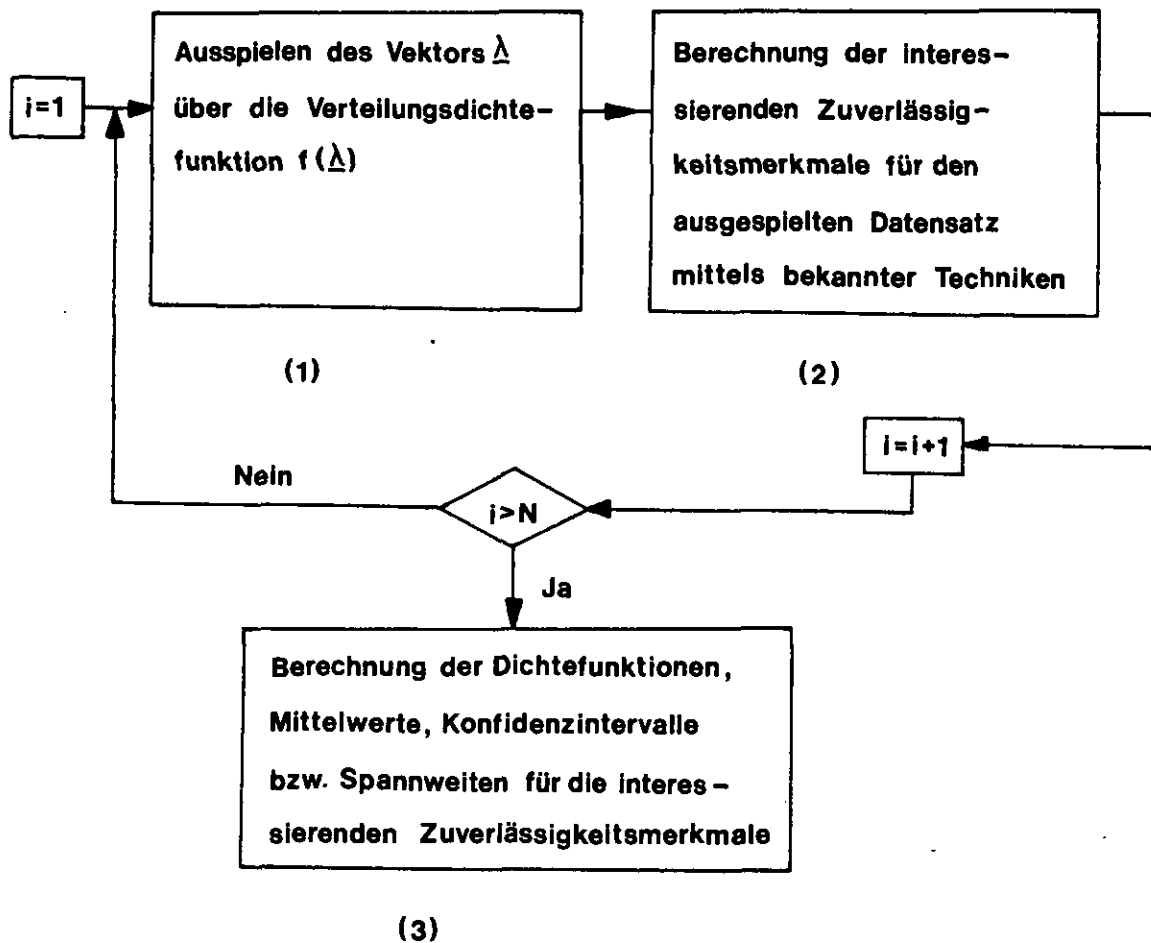
$$ZM(t) = ZM(t, \underline{\lambda})$$

ausdrücken, wobei $\underline{\lambda} = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)$ die Ausfallraten der Komponenten des behandelten Systems bedeuten. Der formelmäßige Zusammenhang zwischen dem Zuverlässigkeitsmerkmal und den Ausfallraten ist durch den entsprechenden Fehlerbaum festgelegt.

Bedingt durch den statistischen Charakter der Größen $\underline{\lambda} = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)$ ist $ZM(t, \underline{\lambda})$ ebenfalls eine stochastische Größe. Die im Abschnitt 1.2 angesprochenen Programme erlauben die Unsicherheiten der Basisdaten, also des Vektors $\underline{\lambda}$, über die zugeordneten Fehler- und Ereignisbäume auf System- bzw. Sequenzebene fortpflanzen zu lassen.

Dies geschieht durch die Anwendung einer Monte-Carlo-Prozedur, deren prinzipieller Ablauf in der folgenden Abbildung dargestellt ist.

1) ZM kann die Ausfallwahrscheinlichkeit $Q(t)$ oder die Unverfügbarkeit $U(t)$ eines Sicherheitssystems sein.



Unter Punkt (1) werden über die aus statistischen Datenmaterial gefundenen bzw. postulierten Dichtefunktion $f(\underline{\lambda})$, Realisierungen des Vektors $\underline{\lambda}$ ausgespielt. Mit dem somit gewonnenen Datensatz für die Komponentenausfallraten werden anschließend unter Punkt (2) mittels bekannter Methodiken die interessierenden Zuverlässigkeitsmerkmale bzw. Sequenzwahrscheinlichkeiten ermittelt.

Bei einer N-maligen Wiederholung der Prozedur erhält man als Schätzung $\hat{ZM}(t)$ für den Erwartungswert $E\{ZM(t, \underline{\lambda})\}$

$$\hat{ZM}(t) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N ZM_i$$

wobei ZM_i der im i-ten Spiel gewonnene Wert für $ZM(t, \underline{\lambda})$ bedeutet.

Die umfassendste Information über die Zufallsvariable $ZM(t, \underline{\lambda})$ wird selbstverständlich durch ihre Verteilungs- bzw. Verteilungsdichtefunktion gegeben.

Aus den erhaltenen Werten ZM_i , $i = 1, 2, \dots, N$ läßt sich die empirische Verteilungsfunktion $S_N(ZM(t, \underline{\lambda}))$ gewinnen.

Sie lautet:

$$S_N\{ZM(t, \underline{\lambda})\} = \begin{cases} 0 & ZM(t, \underline{\lambda}) \leq \min \{ZM_i\} \\ K/N & \text{sonst} \\ 1 & ZM(t, \underline{\lambda}) > \max \{ZM_i\} \end{cases}$$

wobei K die Anzahl der Werte ZM_i , $i = 1, 2, \dots, N$, bedeutet, die kleiner oder gleich $ZM(t, \underline{\lambda})$ sind.

Bei der Ausspielung der jeweiligen Realisierungen des Vektors $\underline{\lambda}$ unter Punkt (1) können prinzipiell beliebige Verteilungstypen $f(\underline{\lambda})$ behandelt werden. In Anlehnung an andere Studien wurde als Verteilungstyp die log.-Normalverteilung, die aufgrund ihrer großen Variationsbreite das Datenmaterial in der Regel adequat beschreibt, zugrunde gelegt. Die Unsicherheit, die mit der Wahl eines speziellen Verteilungsgesetzes (in diesem Fall der log.-Normalverteilung) verknüpft ist, kann und wird auch in der Studie nicht quantifiziert. Die Zuverlässigkeitsmerkmale von Systemen, deren Komponentenraten einer log.-Normalverteilung unterliegen, bzw. die Eintrittshäufigkeit von Ereignisbaumsequenzen besitzen im allgemeinen keine log.-Normalverteilung. Eine nähere Prüfung der jeweils errechneten empirischen Verteilung zeigte, daß in der Regel letztere durch eine log.-Normalverteilung mit guter Genauigkeit approximiert werden kann.

Speziell bezüglich der Berechnung von Sequenzhäufigkeiten empfiehlt es sich, die Unsicherheiten durch eine geschlossene integrale Auswertung der zugeordneten Fehlerbäume zu ermitteln.

Die obenangesprochene Approximation der empirischen Verteilung durch eine log.-Normalverteilung braucht dann nur einmal vorgenommen zu werden.

Zu bemerken sei schließlich, daß in der vorliegenden Studie eine Variation der eigentlichen Ausfallraten vorgenommen wurde. Bei der praktischen Realisierung wurden nämlich aus programmtechnischen Gründen sowohl in /4/ als auch in /6/ nicht die Ausfallraten, sondern die Nichtverfügbarkeiten einer log.-Normalverteilung unterworfen, was allerdings wegen der weitgehend vorhandenen Linearität zwischen den beiden Größen zu etwa gleichen Ergebnissen führt.

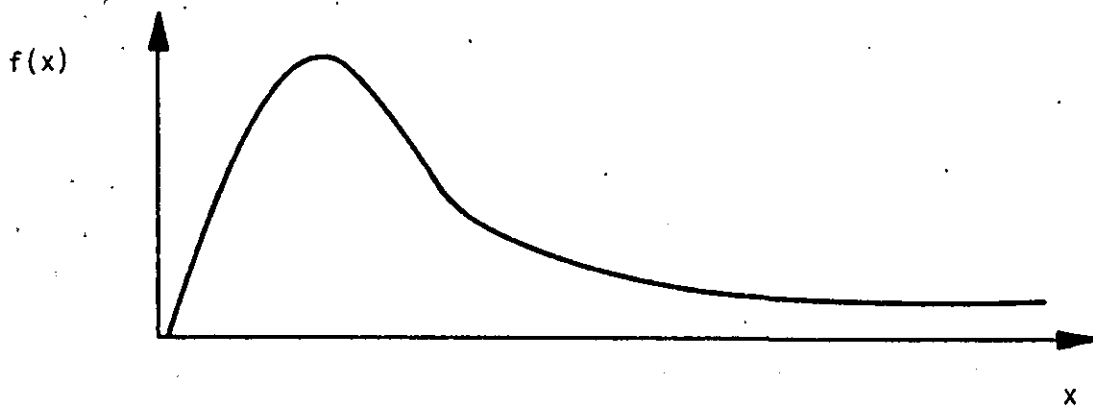
8. Ergebnisdarstellung

Durch die Behandlung der Ausfalldaten der Systemkomponenten, sowie einer Reihe sonstiger Parameter innerhalb der Konsequenzenberechnungen, als stochastische Größen mit einem a priori festgelegten Verteilungstyp (in der Regel der log.-Normalverteilung), bekommen die Studienergebnisse (Häufigkeits-, Konsequenzen- und schließlich Risikowerte) ebenfalls stochastischen Charakter und liegen in Form einer Verteilungsfunktion vor. Letztere ist im strengen Sinne keine log.-Normalverteilung; es zeigte sich aber, daß sie in allen interessierenden Fällen durch eine solche mit ausreichender Genauigkeit approximiert werden kann.

Die vollständigste Charakterisierung einer stochastischen Größe erfolgt allgemein durch die Angabe ihrer Verteilungsfunktion, d.h.

- dem Verteilungstyp
- der jeweiligen Verteilungsparameter.

Die Verteilungsdichtefunktion $f(x)$ einer log.-normalverteilten Größe x , sowie die formelmäßigen Beziehungen ihrer wichtigsten Charakteristiken sind weiter unten aufgeführt.



Verteilungsdichtefunktion: $f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma x} \cdot \exp \left[-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2} \right]$

Modalwert
(wahrscheinlichster Wert) : $x_m = e^{\mu - \sigma^2}$

Medianwert : $x_{0,5} = e^{\mu} = \sqrt{x_u \cdot x_o}$

5 % - Grenze : $x_u = x_{0,5} / EF$

95 % - Grenze : $x_o = x_{0,5} \cdot EF$

90 % - Unsicherheits-
faktor : $EF = e^{\sigma \cdot 1,645}$

Erwartungswert : $\bar{x} = e^{\mu + \sigma^2/2}$

Varianz : $v = e^{2\mu + \sigma^2} [e^{\sigma^2} - 1]$

Wegen der Zweiparametrigkeit der log.-Normalverteilung ist sie durch die Angabe eines Paares der oben angegebenen Parameter eindeutig bestimmt.

Darüber hinaus lassen sich aus einem vorgegebenen Paar, durch Anwendung der aufgeführten Beziehungen andere charakteristische Größen ohne weiteres berechnen.

So ließe sich z.B. aus den Angaben des Medianwertes $x_{0,5}$ und eines 90%-Irrtumsfaktors EF über

$$\bar{x} = e^{\mu + \sigma^2/2} = x_{0,5} \cdot e^{\sigma^2/2} = x_{0,5} \cdot e^{0.185 \cdot (\ln EF)^2}$$

der Erwartungswert der Verteilung errechnen.

In der vorliegenden Studie wurde als Parameter zur Festlegung der log.-Normalverteilung der Ergebnisse der Erwartungswert \bar{x} und der 90%-Irrtumsfaktor EF gewählt.

Die Studie ist der Auffassung, daß bedingt durch seine Definition der Erwartungswert die repräsentative Kenngröße zur Darstellung des Risikos im Rahmen einer Punktschätzung ist. Zu beachten ist dabei, daß die Ermittlung der unteren x_u bzw. oberen x_o Konfidenzintervallgrenzpunkte nicht durch einfache Division des Erwartungswertes durch den jeweiligen Irrtumsfaktor EF, sondern durch die Verwendung der Beziehungen

$$x_u = \frac{\bar{x}}{EF} \cdot e^{-0.185 (\ln EF)^2}$$

bzw.

$$x_o = \bar{x} \cdot EF \cdot e^{-0.185 (\ln EF)^2}$$

erfolgen soll.

Abschließend sollte erwähnt werden, daß bei einigen Störfallsequenzen, deren Risikorelevanz a priori als gering abschätzbar war (z.B. Zwischenüberhitzerleckage, Druckentlastungsstörfall), auf eine aufwendige Unsicherheitsanalyse verzichtet wurde. In solchen Fällen wurden die Ergebnisse lediglich durch die Angabe einer Punktschätzung, nämlich des Erwartungswertes, beschrieben.

Schrifttum

- /1/ L. Camarinopoulos, G. Richter: KARI - ein neues analytisches Programm zur Berechnung von Zuverlässigkeitsmerkmalen technischer Systeme, Angewandte Informatik 12/75
- /2/ L. Camarinopoulos: Ein Verfahren zur Berücksichtigung des Einflusses von Unsicherheiten der Komponentendaten auf die Zuverlässigkeitsmerkmale des Gebäudesystems, Institut für Kerntechnik der TU Berlin, TUBIK-53, 1976
- /3/ L. Schlösser: Theoretische Grundlagen zum Rechenprogramm STREUSL zur Ermittlung der Streuung in Zuverlässigkeitskenngrößen, GRS-A-313, Juni 1979
- /4/ N.C. Rasmussen: Reactor Study - An Assessment of Accident Risks in US Commercial Nuclear Power Plants. United States Nuclear Regulatory Commission, WASH-1400 (NUREG-75/014), Oktober 1975
- /5/ Der Bundesminister für Forschung und Technologie: Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke, Verlag TÜV Rheinland, Köln, ISBN 3-921059-67-4, 1979
- /6/ General Atomic Company: HTGR Accident Initiation and Progression Analysis Phase II, Report for US Department of Energy, GA-A 15000, 1978
- /7/ E. Dressler, H. Spindler: The influence of Test and Repair Strategies on Reactor Safety, IAEA-SM-195/20
- /8/ G.T. Edward, I.A. Watson: A Study of Common-Mode-Failures, Safety and Reliability Directorate, Wigshaw Lane, Culcheth Warrington, SRD R 146, 1979

B. BESCHREIBUNG UND BEWERTUNG VON PERSONALHANDLUNGEN

H. Meeßen, KFA-ISF

G. Mohr, "

<u>INHALT</u>	Seite
1. Einleitung	1
2. Art der behandelten Operateurmaßnahmen und anlagen- technische Randbedingungen	1
3. Modelle zur Bewertung von Operateurhandlungen	3
3.1 AIPA-Modell	3
3.1.1 Anmerkungen zum AIPA-Modell	5
3.2 WASH-Modell	5
3.2.1 Anmerkungen zum WASH-Modell	7
4. Anwendung der Operateurmodelle	7
5. Beschreibung der bewerteten Operateurhandlungen	8
5.1 Operateurhandlungen im Bereich 'Sekundärkreis'	8
5.1.1 Keine Hilfsdampfzuschaltung zum Weiterbetrieb des Hauptkühlsystems	8
5.1.2 Detektion von Zwischenüberhitzerlecks und Einleitung von Gegenmaßnahmen	10
5.1.3 Keine Wiederinbetriebnahme des Hauptkühlsystems	11
5.1.4 Kein Abschalten des Hauptkühlsystems nach Common-Mode- Ausfall des Feuchtemeßsystems	12
5.1.5 Kein Abschalten des Hauptkühlsystems nach Ausfall des Feuchtemeßsystems am defekten Dampferzeuger	14
5.1.6 Kein Abschalten des Hauptkühlsystems bei sehr kleinen DE-Lecks	14
5.1.7 Kein Betätigen der beiden parallelen Handabsperrarmaturen in der fälschlich offenbleibenden Entlastungsleitung eines leckbehafteten Dampferzeugers	15

	Seite
5.2 Operateurhandlungen im Bereich "Druckentlastung des Primärkreislaufs"	19
5.2.1 Druckentlastung des Reaktordruckbehälters über die Heliumreinigungsanlage	19
5.2.2 Schließen der Absperrarmatur vor dem Sicherheitsventil einer Primärkreisentlastungsleitung 30 min nach Ende einer Druckentlastung zur Vermeidung von nennenswerten Gasaustauschvorgängen	20
5.3 Personalhandlungen im Zusammenhang mit dem Abschluß des Reaktorschutzgebäudes (RSG), bei Ausfall des Hauptkühlsystems als einleitendem Ereignis für eine Kernaufheizung	22
5.3.1 Vorbemerkungen	22
5.3.2 Einzeldarstellung und Bewertung der Handlungen	23
5.3.2.1 Beide Schnellschlußklappen des NAL-Systems sind fälschlich nicht geschlossen (1h)	25
5.3.2.2 Kein Handauslösen der RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß" (1h)	27
5.3.2.3 Kein Schließen der fälschlich nicht geschlossenen NAL-Schnellschlußklappen eingeleitet (1h) ^{x)}	28
5.3.2.4 Kein Schließen der fälschlich nicht geschlossenen NAL-Schnellschlußklappen eingeleitet (1h) ^{xx)}	29
5.3.2.5 Kein Schließen der fälschlich nicht geschlossenen NAL-Schnellschlußklappen eingeleitet (1-6h) ^{xx)}	31
5.3.2.6 Kein kurzfristiges Handauslösen der RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß" (6h)	32
5.3.2.7 Kein kurzfristiges Schließen der fälschlich nicht geschlossenen NAL-Schnellschlußklappen eingeleitet (6h) ^{x)}	33
5.3.2.8 Kein kurzfristiges Schließen der fälschlich nicht geschlossenen NAL-Schnellschlußklappen eingeleitet (6h) ^{xx)}	34
5.3.2.9 Fälschlicherweise eingeleiteter Druckabbau mit dem NAL-System (> 6h)	35
5.3.2.10 Keine kurzfristigen Gegenmaßnahmen eingeleitet zur Beendigung des fälschlicherweise eingeleiteten Druckabbaus gemäß Handlung 5.3.2.9 (> 6h)	37
5.3.2.11 Administrative Freigabe der gezielten Druckentlastung über das NAL-System erfolgt nicht oder nicht rechtzeitig (> 6h)	38
5.3.2.12 Fehlerhafte Durchführung der freigegebenen gezielten Druckentlastung über das NAL-System, einschließlich des nicht rechtzeitig eingeleiteten Schließens der NAL-Klappen (> 6h)	39

^{x)} kein RSG-Abschluß

^{xx)} nach RSG-Abschluß

	Seite
5.3.3 Gesamtdarstellung der Handlungen	41
5.4 Personalhandlungen im Zusammenhang mit der Beseitigung potentieller Zündquellen	43
5.4.1 Vorbemerkungen	43
5.4.2 Einzeldarstellung und Bewertung der Handlungen	48
5.4.2.1 In den ersten 20 h nach Störfallbeginn sind keine Handlungen auf die Beseitigung von Zündquellen ausgerichtet	48
5.4.2.2 Durch verspätet eingeleitete Vorbereitungen zum Beseitigen abschaltbarer elektrischer Zündquellen verbleibt mindestens eine beeinflussbare Zündquelle im RSG	49
5.4.2.3 Durch unvollständige Arbeitsvorgaben zur Beseitigung abschaltbarer elektrischer Zündquellen verbleibt mindestens eine beeinflussbare Zündquelle im RSG	50
5.4.2.4 Durch fehlinterpretierbare Arbeitsvorgaben zur Beseitigung abschaltbarer elektrischer Zündquellen verbleibt mindestens eine beeinflussbare Zündquelle im RSG	51
5.4.2.5 Durch Fehler bei der Beseitigung abschaltbarer elektrischer Zündquellen verbleibt mindestens eine beeinflussbare Zündquelle im RSG	52
5.4.2.6 Durch Verweigern der behördlichen Zustimmung zum Beseitigen abschaltbarer elektrischer Zündquellen verbleibt mindestens eine beeinflussbare Zündquelle im RSG	53
5.4.3 Gesamtdarstellung der Handlungen	54
5.5 Personalhandlungen im Zusammenhang mit dem Notstromfall (Ausfall der elektrischen Eigenbedarfsversorgung)	55
5.5.1 Zeitbereich bis 1 h nach Störfallbeginn	55
5.5.2 Zeitbereich bis 3 h nach Störfallbeginn	56
5.5.3 Zeitbereich 3 h bis 30 h nach Störfallbeginn	56
5.5.4 Unspezifizierter Zeitbereich (z.T. noch während des Normalbetriebes)	57
5.6 Personalhandlung zur Auslösung des zweiten Abschaltsystems	58
Abkürzungsverzeichnis	60
Schrifttum	61

1. Einleitung

Aufgrund von Erfahrungen beim Betrieb von Kernkraftwerken wurde erkannt, daß das Verhalten des Operators erheblichen Einfluß auf Häufigkeit und Ablauf eines Störfalles haben kann. In der probabilistischen Sicherheitsstudie für Hochtemperaturreaktoren (PSH-Studie) wurde daher auf die Berücksichtigung von Operateurhandlungen großes Gewicht gelegt und der Einfluß des Menschen auf das Gesamtsystem Mensch-Anlage identifiziert und bewertet. Die zur Verfügung stehenden Anlagenunterlagen erwiesen sich meist als genügend detailliert für die Analyse menschlichen Fehlverhaltens. Soweit dominierende Randbedingungen nicht aus Sicherheitsbericht /1/ oder TÜV-Gutachten /2/ ableitbar waren, wurden sie durch getroffene Annahmen definiert. So etwa basieren alle Aussagen über das Betriebs- handbuch (BHB) auf Annahmen. Hilfreich ist hierbei u.a. die KTA-1201 /3/. In einigen Fällen erlaubt die KTA-Regel 3501 /4/ Aussagen zur Wartenauslegung.

Im allgemeinen steht der Begriff "Operateur" für Mitglieder des Wartenpersonals, im Rahmen dieser Studie jedoch für jede weisungs- oder handlungsbefugte Person. Bedingt dadurch, daß Störfallabläufe beim Hochtemperaturreaktor (HTR) im Vergleich zu anderen Reaktorbaulinien in einem sehr großen Zeitbereich ablaufen, verlagert sich mit zunehmender Zeitdauer des Störfalles die Verantwortlichkeit je nach Störfallauswirkungen vom Schichtleiter bis zur Spitze der Betreiberorganisation, wahrscheinlich unter starker Einflußnahme der Aufsichts- bzw. Genehmigungsbehörden. Die Rolle der Schichtmannschaft beschränkt sich dann auf die des ausführenden Organs.

Stets wurde bei den untersuchten menschlichen Handlungen ein gutwilliger Operateur vorausgesetzt. Anlagenunkenntnis sowie Sabotageabsichten wurden nicht unterstellt.

2. Art der behandelten Operateurmaßnahmen und anlagentechnische Randbedingungen

Im Laufe eines Arbeitstages sind die Fehlermöglichkeiten z.B. des Wartenoperators sehr komplex. In der vorliegenden Analyse konnten jedoch nicht alle theoretisch möglichen Operateurfehler im einzelnen behandelt werden, etwa manuelle Bedienungsfehler, die den Wartenoperator zum auslösenden Ereignis werden lassen können. Diese zufälligen Fehler sind teilweise in den Common-Mode-(CM)-Faktoren der Komponentendaten und implizit in den Ausfallraten berücksichtigt. Aufgrund des HTR-typischen trägen Störfallablaufs besitzen Operateurfehler in den meisten Fällen keinen endgültigen Charakter bezüglich der Auswirkungen auf die Anlage; sie sind reversibel. Personalhandlungen in extrem unwahrscheinlichen Störfallsequenzen sind meist nicht bewertet worden. Soweit sie für das Verständ-

nis von Ereignisbäumen von Bedeutung sind, sind sie jedoch in den betreffenden Fachbänden dargestellt.

Bedingt durch die Auslegung der Anlage bildet der Operateur bezüglich der Anregung von Sicherheitseinrichtungen in gewissem Umfang eine diversitäre Redundanz zum Reaktorschutzsystem (RSS). Augenscheinlich wird dies bei der Dampferzeuger (DE)-Leckdetektion durch den Operateur nach einem CM-Ausfall des Feuchte-meßsystems. Bei dieser Störfallkombination erfolgt eine Reaktorschnellabschaltung (RESA) nur durch das Anrege-Kriterium 'Druck im Primärkreislauf zu hoch'. In dieser für die Anlage noch nicht bedrohlichen Situation kann der Operateur aus den Meßwertanzeigen des Primärkreisdruckes sowie des Speisewasserfüllstands auf die Störfallkombination 'Wassereinbruch' schließen. Hat der Operateur einen gestörten Anlagenzustand erkannt, findet er im Betriebshandbuch (BHB) Anweisungen über zu ergreifende Maßnahmen vor. Im obigen Beispiel wird er angewiesen, die DE-Isolierung einzuleiten.

Auch der Reaktorschutzgebäude (RSG)-Abschluß ist aus ähnlichem Anlaß vom Operateur vorzeitig auslösbar.

Aufgrund der angesprochenen 'diversitären Redundanz' ist der Operateur allerdings auch in der Lage, in falscher Einschätzung des Anlagenzustandes Eingriffe dahingehend zu tätigen, daß der Betrieb unterbrochen wird und automatisch Sicherheitssysteme angefordert werden. Eine solche fehlerhafte Handlung könnte zum Beispiel das Abschalten des Hauptkühlsystems (HaKS) in der fälschlichen Annahme eines Wassereinbruchs sein. Allerdings besteht durch solche Handlungen auslegungsgemäß keine Gefährdung der Anlagensicherheit. Es kommt lediglich zu einer zusätzlichen Anforderung von Sicherheitseinrichtungen. Das manuelle Abschalten von automatisch über das RSS angeforderten Sicherheitseinrichtungen ist dagegen auslegungsbedingt nicht möglich.

Bei Abbruch des Genehmigungsverfahrens des HTR-1160 bestand noch nicht die KTA-Regel 3501 /4/, nach der bei intaktem RSS und bei intakten aktiven Sicherheitseinrichtungen ein sicherheitsgerichteter Operateureingriff frühestens 30 min nach Störfalleintritt erforderlich sein darf; der Operateur soll durch automatische, sicherheitsgerichtete Schaltungen des RSS soweit entlastet werden, daß er sich zunächst einen Überblick über den Anlagenzustand nach Störfallbeginn verschaffen kann. Da der angesprochene '30 min-Verzug' allerdings schon in Veröffentlichungen empfohlen und gefordert wurde /5, 6/, ging die Studie davon aus, daß er bereits bei der Schutzsystemauslegung des HTR-1160 berücksichtigt wurde.

Ausgehend vom Normalbetrieb ist es grundsätzlich Aufgabe des Schichtpersonals in der Anlage, insbesondere des Wartenpersonals, betrieblichen Störungen mög-

lichst in der Weise entgegenzuwirken, daß Grenzwerte sicherheitstechnisch bedeutsamer Anlagenparameter nicht erreicht werden und mithin vom RSS keine automatische Anforderung von Sicherheitseinrichtungen erfolgt. Auch bei der analysierten Anlage kann das Wartpersonal bei bestimmten Störfällen innerhalb von 30 min nach deren Eintritt durch im BHB definierte Eingriffe die Anforderung von Sicherheitseinrichtungen überflüssig machen bzw. deren Verfügbarkeit erhöhen.

Die Warte des HTR-1160 wurde als nach neuesten ergonomischen Erkenntnissen ausgestattet angenommen. Demnach bietet sie dem Operateur einen optimalen Informationsumfang und weitreichende Diagnose- und Eingriffsmöglichkeiten. Trotzdem sind bezüglich der Personalredundanz (Redundanz der Operateure zueinander) und der Fehlerentdeckungswahrscheinlichkeit (Recovery factor) oft konservative Annahmen getroffen worden.

Bei der Annahme der Streßbelastung während der jeweils betrachteten Operateurhandlung ist zu berücksichtigen, daß auch andere, nicht direkt mit der Störfallbeherrschung zusammenhängende Operateurmaßnahmen anstehen können. Solche Operateurhandlungen können, besonders bei Mißerfolg, zur Erhöhung des Streßniveaus beitragen.

3. Modelle zur Bewertung von Operateurhandlungen

Zur Quantifizierung des Operateurverhaltens wurden Operateurmodelle aus AIPA /7/ und aus WASH-1400 /8/ angewendet.

3.1 AIPA-Modell

Das AIPA-Modell geht von einer für die Handlung benötigten Zeit aus und setzt diese in Beziehung zu der für die Handlung verfügbaren Zeit. Es basiert auf drei Grundvoraussetzungen:

1. Die Wahrscheinlichkeit, daß der Operateur auf die Handlungsanforderung eine sofortige Reaktion zeigt, ist gleich Null.
2. Der Operateur wird dann, wenn genügend Zeit vorhanden ist, Aktionen durchführen, die die Folgen eines Ereignisses höchstwahrscheinlich nicht verschlechtern. Dies gilt insbesondere für bekannte und trainierte Handlungen.
3. Wenn der Operateur erkennt, daß die ersten Aktionen nicht ausreichend waren, wird er weitere korrigierende Maßnahmen durchführen, bis ein abgeschwächter Zustand erreicht ist.

Im AIPA-Modell wird für die Wahrscheinlichkeit P_{50} (Medianwert) einer nicht erfolgreichen Aktion des Operateurs folgende Beziehung angegeben:

$$P_{50} = e^{(-t/MTOR)} \geq 1 - P_s \quad (\text{Medianwert})$$

In dieser Gleichung ist die dem Operateur zur Verfügung stehende Zeit mit t bezeichnet. Mit MTOR ist die "Meantime to a correct operator response" bezeichnet. MTOR ist aufgrund von Expertenschätzungen die Zeit, in der 63 % aller mit der Aufgabenerfüllung betrauten Operateure die geforderte Aktion richtig durchführen würden. Unterschiedliche Aktionszeiten von mehreren Operateuren werden durch die Annahme einer lognormalen Verteilung für MTOR berücksichtigt. Mit dem Term P_s wird die obere Schranke der Erfolgswahrscheinlichkeit für eine bestimmte Operateuraktion bezeichnet; der Wert liegt zwischen 0,99 bis 0,9999. Bei Vorhandensein einer Streßsituation für den Operateur wird MTOR mit einem Aufschlag (10 %) versehen.

Unsicherheiten, mit denen die so ermittelten Wahrscheinlichkeiten behaftet sind, werden den Unsicherheiten gleichgesetzt, die mit den Schätzungen der MTOR verbunden sind. Bei Annahme einer lognormalen Verteilung für MTOR werden in AIPA zur Schätzung der Unsicherheitsfaktoren zwei Methoden angewendet.

Bei der ersten Methode bestimmt man die Standardabweichung durch die Beziehung:

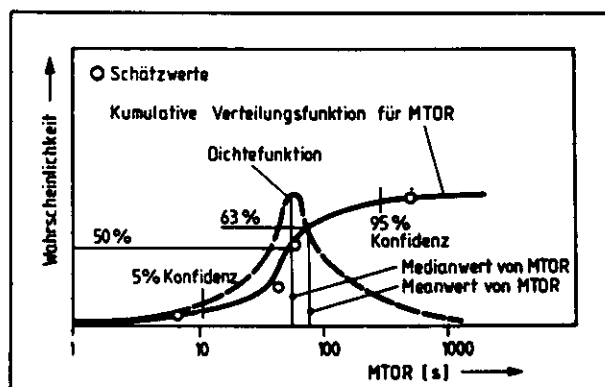
$$\hat{\sigma}_{\log x} = \frac{\sum_{j=1}^N (\log x_j)^2 - \left(\sum_{j=1}^N \log x_j \right)^2 / N}{N-1}$$

Dabei sind X_i die geschätzten MTOR und N die Anzahl der Schätzungen. Das MTOR-Konfidenzintervall von 5 bis 95 % wird dann bestimmt durch die Gleichung:

$$MTOR_{95\%, 5\%} = \text{antilog} (\log \overline{MTOR} \pm 1,645 \hat{\sigma}_{\log x})$$

\overline{MTOR} ist dabei der Durchschnitt aller MTOR-Schätzungen.

Bei der zweiten Methode wird das Konfidenzintervall graphisch bestimmt, s. Bild 1.



3.1.1 Anmerkungen zum AIPA-Modell

Die Grundannahme des Modells - der Zusammenhang zwischen Zuverlässigkeit einer Handlung und der für diese Handlung zur Verfügung stehenden Zeit - wird qualitativ durch Stellungnahmen externer Stellen bestätigt /9, 10/.

Das AIPA-Operateurmodell ist im Rahmen einer kritischen Bewertung der AIPA-Studie von kompetenten Stellen /9, 10, 11, 12, 13/ kommentiert worden, und zwar anhand von Anwendungsbeispielen des Modells in der genannten Studie.

Dabei hat sich folgendes ergeben:

- Der beim AIPA-Modell verwendete Schematismus bei der Bestimmung von MTOR und dessen Vertrauensbereich führt durchweg zu einer Unterschätzung des Zeitbedarfs. Die resultierenden Fehlerwahrscheinlichkeiten sind zu optimistisch.
- Der Einfluß von Streß auf den Operateur wird mit dem willkürlichen, pauschalen Aufschlag von 10 % auf die MTOR nicht in genügendem Maße berücksichtigt.
- Die hohen Zuverlässigkeitswerte an der oberen Schranke der Wahrscheinlichkeit erscheinen zu optimistisch.

Innerhalb der vorliegenden Studie wurde versucht, den angesprochenen Kritikpunkten durch eine modifizierte Anwendung des Modells Rechnung zu tragen:

- Konservativ wurden in PSH die mit dem AIPA-Modell bewerteten Operateurhandlungen mit einem Unsicherheitsfaktor von 10 belegt.
- Der Wert MTOR wurde, unter Berücksichtigung der Komplexität der Aufgabe und der angenommenen Streßbelastung des Operateurs in der jeweiligen Situation, geschätzt.

3.2 WASH-Modell

Der Grundansatz des Modells stammt aus der amerikanischen "Reactor Safety Study" (WASH-1400). Ergänzende Einzelheiten zum in der PSH-Studie benutzten WASH-Modell, insbesondere hinsichtlich der Unsicherheitsfaktoren und der Kopplung (Abhängigkeit) redundant angesetzter Personen, wurden /14/ entnommen.

Die quantitative Bewertung des menschlichen Versagens beruht grundsätzlich auf der Anwendung klassifizierter Abschätzungen. Diese Abschätzungen wurden von Experten durchgeführt. Bei einfachen Vorgängen wird die Fehlerwahrscheinlichkeit direkt angegeben. Komplexe Handlungsabläufe werden zur Bewertung in einfache Teilhandlungen aufgespalten. Die für die Bewertung erforderlichen Basisdaten sind weitestgehend in Tabelle 1a zusammengestellt.

Gruppe	Personalhandlung	Fehlerwahrscheinlichkeit P_{50}
1	Fehlhandlung innerhalb der ersten 60 Sekunden nach dem Beginn eines extrem hohen Streßzustandes (z.B. bei einem großen Leck in einer Hauptkühlmitteleitung)	1
	Fehlhandlung nach den ersten 5 Minuten nach Eintritt eines extrem hohen Streßzustandes	0,9
	Fehlhandlung nach den ersten 30 Minuten in einem extremen Streßzustand	10^{-1}
	Fehlhandlung nach mehreren Stunden in einem hohen Streßzustand	10^{-2}
2	Fehlhandlung allgemein (z.B. falsche Ablesung einer Anzeige und deshalb Betätigung eines falschen Schalters)	$3 \cdot 10^{-3}$
3	Unterlassungsfehler allgemein, wobei in der Warte keine Anzeige über den Zustand der nichtbetätigten Komponente vorhanden ist (z.B. wenn ein von Hand zu betätigendes Prüfventil nach Abschluß von Wartungsarbeiten nicht wieder in die für den Betrieb richtige Stellung gebracht wird)	10^{-2}
	Unterlassungsfehler derart, daß während eines Arbeitsablaufes eine Handlung, trotz schriftlicher Anweisungen, vergessen wird; dies gilt nicht, wenn es am Ende des Arbeitsablaufs geschieht wie im vorherigen Fall	$3 \cdot 10^{-3}$
4	Nichtentdeckung eines vorausgehenden Fehlers bei einer Kontrolle oder bei einem Kontrollgang Anmerkung: Bei ständiger Meldung des Fehlers auf einer Meldeeinrichtung trifft diese hohe Fehlerwahrscheinlichkeit nicht zu.	10^{-1}
	Nichtentdeckung einer falschen Armaturenstellung u.ä. bei einem Kontrollrundgang in der Anlage, falls für die Kontrolle keine Checkliste verwendet wird	0,5
5	Fehlhandlung allgemein bei sehr hohem Streß, wenn gefährliche Handlungen schnell durchzuführen sind	0,2 - 0,3

Tabelle 1a : Medianwerte der Fehlerwahrscheinlichkeiten für menschliche Handlungen (Basisdaten)

Der beim Ansatz personeller Redundanz zwischen mehreren, an der gleichen Handlung arbeitenden Personen mögliche Kopplungsgrad bestimmt den Wert der bedingten Fehlerwahrscheinlichkeit der weiteren Personen. Es gelten die in Tabelle 1b angegebenen Beziehungen.

Kopplungsgrad	Medianwert
schwach	$(1 + 19 \cdot x) / 20$
mittel	$(1 + 6 \cdot x) / 7$
hoch	$(1 + x) / 2$
$x \hat{=}$ Basiswert der Fehlerwahrscheinlichkeit	

Tabelle 1b : Personelle Redundanz und bedingte Fehlerwahrscheinlichkeit, in Abhängigkeit vom Kopplungsgrad

Grundsätzlich geht auch das WASH-Modell davon aus, daß die Wahrscheinlichkeit einer Fehlhandlung mit zeitlich zunehmendem Abstand vom Beginn eines Streßzustandes abnimmt. Im Hinblick auf die Randbedingungen einer Handlung können die nach Tabelle 1a zutreffenden Basisdaten den Umständen entsprechend modifiziert werden. So etwa wird unterstellt, daß in den Gruppen 2, 3 und 4 kein unangemessener Zeitdruck oder Streß vorherrscht. Die Datenunsicherheit wird durch Zugrundelegung einer Log-Normalverteilung berücksichtigt. Die Grenzen des Konfidenzintervalls liegen bei 5 % bzw. 95 %, und der minimale Wahrscheinlichkeitswert einer bewerteten Personalhandlung beträgt $5 \cdot 10^{-5}$. Der Unsicherheitsfaktor wird mit 10 angenommen. Wenn eine Handlung zur Bewertung in Teilhandlungen zerlegt wird, gilt für diese jeweils der Unsicherheitsfaktor 3. Das Bewertungsergebnis (Fehlerwahrscheinlichkeiten P_{50} bzw. P_{63} ¹⁾ und Unsicherheitsfaktor EF) wird in einigen Fällen unter Anwendung einer Monte-Carlo-Routine (Programm STREUSL) ermittelt.

3.2.1 Anmerkungen zum WASH-Modell

Als allgemeiner Kritikpunkt wurde in /15/ die unzureichende Basis für die menschlichen Zuverlässigkeitsdaten angeführt. Aufgrund fehlender Betriebserfahrungen seien die verwendeten Basisdaten zu einem großen Teil aus dem nichtnuklearen Bereich. Weiterhin wurde angemerkt, daß das Modell Personalhandlungen, welche in einem engen Zeitfenster erforderlich sind, nicht in genügendem Maße berücksichtigt.

4. Anwendung der Operateurmodelle

Die AIPA-Studie war, in Bezug auf Methodik, Vorbild für die PSH-Studie. Aus diesem Grund galt es, das AIPA-Modell in der PSH-Studie prioritär anzuwenden. Zur Kontrolle wurde dann, wenn die Randbedingungen dies zuließen, zusätzlich eine Bewertung mit dem WASH-Modell vorgenommen.

Bei Handlungen mit unklaren oder irrelevanten Zeitparametern erwies sich das AIPA-Modell als nicht oder nur unbefriedigend einsetzbar. In diesen Fällen wurde das WASH-Modell ausschließlich eingesetzt.

In Fällen, wo sich beide angesprochenen Modelle als nicht geeignet erwiesen, wurde mit Schätzungen gearbeitet, bei denen die Eigenheiten der betreffenden Operateurhandlungen berücksichtigt wurden. Bei diesen Handlungen ist gegebenenfalls ein von 10 abweichender Unsicherheitsfaktor angenommen worden.

1) Fehlerwahrscheinlichkeit P_{63} /16/

5. Beschreibung der bewerteten Operateurhandlungen

5.1 Operateurhandlungen im Bereich 'Sekundärkreis'

5.1.1 Keine Hilfsdampfzuschaltung zum Weiterbetrieb des Hauptkühlsystems

$$P_{50} = 2,6 \cdot 10^{-2} / EF 10 \quad (\text{AIPA-Modell})$$

vgl. Fb III, A2, 2.5

Fb II, A1, 2.3

Randbedingungen

Bei Reaktorschnellabschaltungen (RESA), die nicht durch das Ereignis 'Notstromfall' ausgelöst worden sind, und bei denen das Hauptkühlsystem (HaKS) nicht selbst wesentlich geschädigt worden ist, kann die Nachwärmeabfuhr mit diesem System erfolgen. Dazu muß zum Antrieb der turbinengetriebenen Hauptgebläse und Speisewasserpumpen ca. 20 min nach RESA Hilfsdampf manuell zugeschaltet werden. Vorher steht für die Versorgung der Pumpen und Gebläse eine ausreichende Restdampfmenge zur Verfügung.

Die Hilfsdampfproduktion wird automatisch mit der RESA eingeleitet; etwa 2 min vor der Notwendigkeit der Zuschaltung steht der produzierte Hilfsdampf bereit. Die innerhalb dieses Zeitfensters von 2 min erforderliche Zuschaltung erfolgt derart, daß der Operateur in der Warte am Nebenleitstand per Knopfdruck ein Ventil in der Hilfsdampfleitung öffnet und den Hilfsdampf in den KZO-(kalter Zwischen-Überhitzer-Dampf) Sammler einspeist. Die Information 'Hilfsdampf bereit' wird als optisch-akustisches Signal am Hauptleitstand der Warte angezeigt.

Kann die Hilfsdampfzuschaltung nicht erfolgreich durchgeführt werden, kommt es zum Ausfall des Haupt- und zur Anregung des Hilfskühlsystems (HiKS). Bei einem Startversagen des HiKS kann das HaKS jedoch reaktiviert werden, vgl. Pkt. 5.1.3.

Situation in der Warte

Zum Zeitpunkt der geforderten Operateurhandlung ist die Betriebsmannschaft vermutlich damit beschäftigt, die Ursache der RESA zu suchen, und Möglichkeiten zur weiteren Schadensverhütung bzw. zur Wiederherstellung des Betriebszustandes zu finden. Da eine Vorkühlung des Kerns gewährleistet ist, sieht die Betriebsmannschaft keine sicherheitsrelevante Bedrohung der Anlagenintegrität; aus diesem Grund kann ein mittleres Streßniveau angenommen werden.

Bewertung

Für diese Aktion steht dem Operateur eine Zeit von $t = 120$ s zur Verfügung. Einschließlich eines Streßzuschlages wurde für MTOR eine Zeit von 33 s ermittelt. Setzt man die beiden Zeiten nach dem AIPA-Modell miteinander in Beziehung, ergibt sich eine Fehlerwahrscheinlichkeit von $P_{50} = 2,6 \cdot 10^{-2}$. Mit $EF = 10$ resultiert ein Erwartungswert von $7 \cdot 10^{-2}$.

Die Anwendung des WASH-Modells bringt für diese Operateurhandlung ein ähnliches Resultat. Angesetzt wurde "Fehlhandlung 30 min nach Eintritt einer extremen Streßsituation". Unter Berücksichtigung personeller Redundanz zwischen den beiden Reaktorfahrern, bei mittlerer Kopplung, ergibt sich ein Medianwert von $2,3 \cdot 10^{-2}$.

Anmerkungen

Zur Sicherstellung der langfristigen NWA ist es erforderlich, daß der Operateur nach erfolgreicher Hilfsdampfzuschaltung die Hochdruckreduzierstationen wegschaltet und die Anfahrentspanner zuschaltet. Ein Unterlassen dieser Handlungen führt dazu, daß langfristig Naßdampf zu den Gebläse- und Speisewasserturbinen gelangt, was deren Beschädigung zur Folge haben könnte.

Ein Unterlassen dieser Handlungen durch den Operateur wird nicht betrachtet. Zur Durchführung bleibt ihm eine Zeitspanne von mehreren Stunden, außerdem wird er mehrfach durch höherwertige Warnmeldungen am Fahrpult vor Ausfall der Turbinen auf die Notwendigkeit der Handlungen hingewiesen.

Eine fehlerhafte Durchführung dieser Aktionen, d.h. "Wegschalten der Hochdruckreduzierstationen", "Nichtzuschalten der Anfahrentspanner" vor Hilfsdampfzuschaltung würde unmittelbar zum Ausfall des Hauptkühlsystems führen. Diese ungeplanten Fehlhandlungen wurden nur beispielhaft betrachtet und in schwacher Anlehnung an das WASH-Modell mit insgesamt $P_{50} = 1 \cdot 10^{-6} / EF 26$ bewertet.

5.1.2 Detektion von Zwischenüberhitzerlecks und Einleitung von Gegenmaßnahmen

$$P_{50} = 2 \cdot 10^{-2} / EF 10 \quad (\text{AIPA-Modell})$$

vgl. Hauptband 6.1.1

Randbedingungen

In der Gruppe kleiner Zwischenüberhitzerlecks können so kleine Lecks auftreten, daß der Aktivitätsgrenzwert an den Meßstellen im "Heißen Zwischenüberhitzerstrang" (HZÜ-Strang) nicht erreicht wird. Deren Anteil von 20 % bestimmt die Wahrscheinlichkeit für das Nichtdetektieren kleiner Lecks durch die Automatik des Reaktorschutzsystems (RSS). Vor Erreichen des Grenzwertes werden Warnschwellen überschritten, die in der Priorität gestaffelte, optisch-akustische Meldungen in der Warte hervorrufen. Durch diese Meldungen sowie durch die Anzeigen "Druck- und Aktivitätsanstieg im Kondensator" (im weiteren Verlauf ergeht auch für diese Normabweichung eine Warnmeldung) und durch die Warnmeldung "Erhöhte Aktivität im Abluftkamin" kann der Operateur mit Hilfe des Betriebshandbuches auf ein Zwischenüberhitzerleck schließen.

Nach Erkennen des Störfalls kann der Operateur das Zwischenüberhitzerleck durch Schließen der HZÜ-Schnellschlußarmaturen isolieren.

Nach dieser Maßnahme kann die Anlage mit verminderter Leistung bis zu einem günstigen Reparaturtermin weiterbetrieben werden.

Versäumt der Operateur das Einleiten von Gegenmaßnahmen innerhalb von 30 min nach der ersten Warnmeldung, wird der Reaktor durch die Kriterien "Druck- oder Aktivität im Kondensator hoch" schnell abgeschaltet.

Situation in der Warte

Zum Zeitpunkt der Anforderung wurde Normalbetriebssituation in der Warte angenommen. Der Operateur ist wahrscheinlich mit Routinearbeiten beschäftigt. Es ist deshalb anzunehmen, daß er keinem betrieblich bedingten Streßeinfluß unterliegt. Da die angezeigten Meßwerte nach Ausgabe der Warnmeldungen nicht auf einen bedrohlichen Anlagenzustand hinweisen, ist nicht damit zu rechnen, daß der Operateur einem wesentlich erhöhten Streßeinfluß unterliegt.

Bewertung

Für die Analyse des Anlagenzustandes (Leckdetektion) und für das Einleiten von Maßnahmen zur Beherrschung des Störfalls ist ein Zeitbedarf von ca. 7 min geschätzt worden.

Setzt man diese Zeit MTOR = 7 min mit der zur Verfügung stehenden Zeit $t = 30$ min

nach dem AIPA-Modell zueinander in Beziehung, ergibt sich eine Fehlerwahrscheinlichkeit von $P_{50} = 2 \cdot 10^{-2}$. Mit einem Unsicherheitsfaktor von 10 ergibt sich ein Erwartungswert von $5 \cdot 10^{-2}$.

Die Bewertung dieser Handlung mit dem WASH-Modell stellt sich etwas günstiger dar. Mit einem Basiswert von 10^{-2} ergibt sich bei Berücksichtigung personeller Redundanz zwischen den Reaktorfahrern bei starker Kopplung ein Medianwert von $5 \cdot 10^{-3}$.

5.1.3 Keine Wiederinbetriebnahme des Hauptkühlsystems

$P_{50} = 1,6 \cdot 10^{-1} / EF 10$ (AIPA-Modell)

vgl. Fb III, A2, 2.5

Randbedingungen

Bei einem Wassereinbruch mit Versagen der Dampferzeuger(DE)-Isolierung kann der Wassereinbruch nur durch das Abschalten des HaKS beendet werden. Angezeigt wird der Störfall durch das Feuchtemeßsystem (höherwertige Anzeige), durch die Durchsatzmessung in der Speisewasserleitung und durch das Abblasen über das Frischdampfsicherheitsventil. Der Operateur wird im Anschluß an die Vorkühlphase auf eine Zuschaltung von Hilfsdampf verzichten und damit das HaKS außer Betrieb setzen. Damit kommt es zur automatischen Anregung des HiKS.

Bei einem Startversagen aller verfügbaren HiKS-Stränge wird der Operateur nach erfolglosen manuellen Startversuchen des HiKS sich entschließen, das HaKS zu reaktivieren. Für die Wiederinbetriebnahme des HaKS steht eine Zeitspanne von etwa 70 min zur Verfügung. Danach ist dies wegen des Erreichens von Temperaturgrenzwerten nicht mehr möglich. Der defekte DE kann nach Wiederstart des HaKS durch Herausnahme der betreffenden DE-Gruppe (3 Einheiten, Betätigen einer Handarmatur im Hilfsanlagengebäude) isoliert werden. Einem weiteren Wassereinbruch und einem Ausfall des HaKS infolge Speisewassermangel wird so vorgebeugt.

Situation in der Warte

Nach einem Versagen des HiKS und nach mehreren manuellen Startversuchen befindet sich das verantwortliche Personal (u.a. Schichtleiter, Betriebsleiter) im Hinblick auf den möglichen dauernden Ausfall jeglicher Kernkühlung in einer extremen Streßsituation. Die Wiederherstellung der Nachwärmeabfuhr hat zunächst Priorität gegenüber einer Begrenzung des Wassereinbruchs. Für die Betriebsmannschaft ist der Wassereinbruch, der damit verbundene Speisewasserverlust sowie die Erhöhung der Kühlgasaktivität aufgrund physikalisch-chemischer Effekte vorläufig von geringerer Bedeutung.

Bewertung

Für die Anfahrprozedur des HaKS (Aufheben der Signale zur NWA mit dem HiKS, erneute Bereitstellung von Hilfsdampf, Aktivieren der DE usw) ist inclusive Streßzuschlag ein Zeitbedarf von $MTOR = 22 \text{ min}$ geschätzt worden. Berücksichtigt man pessimistisch einen Zeitbedarf von etwa 30 min für vorgelagerte manuelle Startversuche des HiKS, bleiben dem Operateur etwa $t = 40 \text{ min}$ für die Zuschaltung des HaKS.

Bei Anwendung des AIPA-Modells ergibt sich für die betrachtete Handlung eine Fehlerwahrscheinlichkeit $P_{50} = 1,6 \cdot 10^{-1}$. Mit einem Unsicherheitsfaktor von 10 resultiert daraus ein Erwartungswert von $4 \cdot 10^{-1}$.

Das WASH-Modell kommt hier zu einer ähnlich hohen Fehlerwahrscheinlichkeit, "Fehlhandlung allgemein bei sehr hoher Streßbelastung ($P_{50} = 0,2 - 0,3$)". Wegen der Komplexität der Arbeitsaufgabe ist keine Redundanz unterstellt worden.

Anmerkung

Die Wahrscheinlichkeit für die unterlassene bzw. fehlerhafte Herausnahme einer DE-Gruppe ist gegenüber der für die Wiederinbetriebnahme des HaKS geltenden Fehlerwahrscheinlichkeit vernachlässigbar.

5.1.4 Kein Abschalten des Hauptkühlsystems nach Common-Mode-Ausfall des Feuchtemeßsystems

$$P_{50} = 3 \cdot 10^{-3} / EF = 10 \quad (\text{WASH-Modell}) \quad \text{vgl. Fb III, A2, 2.1}$$

Randbedingungen

Beim vollständigen, nicht selbstmeldenden Ausfall des Feuchtemeßsystems werden Wassereinbruchstörfälle (DE-Leckagen) nicht durch das Reaktorschutzsystem detektiert.

In einem solchen Fall wird der Reaktor mit zeitlicher Verzögerung - abhängig von der Leckgröße - über das Kriterium "Druck im Primärkreis zu hoch" abgeschaltet.

Nach Reaktorschnellabschaltung wird weiterhin über das arbeitende Hauptkühlsystem Speisewasser in den Reaktorkern gedrückt. Dies wird nur unterbunden, wenn der Operateur das Hauptkühlsystem manuell abschaltet, oder nach der Vorkühlphase auf eine Zuschaltung von Hilfsdampf verzichtet.

Als wichtigster Hinweis für den Operateur auf einen nicht detektierten Wassereinbruch kann der Druckverlauf im Primärkreis nach der Reaktorschnellabschal-

tung dienen. Die Drucktransiente zeigt erhebliche Abweichungen vom Normalfall (RESA ohne DE-Leck; oder RESA mit DE-Leck und korrekt abgesperrtem DE). Zusammen mit den Meßwerten aus der Gasanalyse (Absolutfeuchtemessung) und den Füllstandsmessungen der Speisewasserbehälter sowie aus den Speisewasserdurchflußmessungen kann der Operateur auf die vorliegende Störfallkombination schließen. Es ist angenommen worden, daß die Druckverlaufskurve dem Operateur als Papier- oder Bildschirmplot vorliegt.

Situation in der Warte

Die Situation in der Warte ist mit der in Punkt 5.1.1 beschriebenen vergleichbar. Die Betriebsmannschaft ist damit beschäftigt, die Ursache der Störung zu suchen, und Möglichkeiten zur weiteren Schadenseingrenzung bzw. zur Wiederherstellung des Betriebszustandes zu finden. Da eine Vorkühlung des Reaktorkerns gewährleistet ist, sieht die Betriebsmannschaft keine sicherheitstechnische Bedrohung der Anlagenintegrität; aus diesem Grund kann ein mittleres Streßniveau angenommen werden.

Bewertung

Es kann nicht davon ausgegangen werden, daß der Operateur bereits während der Vorkühlphase die vorliegende Situation identifiziert und die richtigen Gegenmaßnahmen ergreift. Wahrscheinlich ist dieser Zeitbereich (20 min) zu kurz für die Beschaffung der zur Störfallerkennung notwendigen Informationen.

In der Studie ist davon ausgegangen worden, daß der Operateur den Störfall innerhalb von einer Stunde erkennt und die erforderlichen Gegenmaßnahmen einleitet. Durch Abschalten des Hauptkühlsystems wird der Wassereinbruch beendet.

Eine zahlenmäßige Bewertung der zur Beherrschung dieses Störfalles notwendigen Einzelaktionen erwies sich wegen ungenügender Kenntnis der herrschenden Randbedingungen als nicht durchführbar. Nach dem WASH-Modell wurde für die gesamte Handlungssequenz ein Wert $P_{50} = 3 \cdot 10^{-3}$ ermittelt.

Angesetzt wurde, ausgehend von einem Grundwert für Fehlhandlungen nach mehreren Stunden in einem hohen Streßzustand, zweifache personelle Redundanz zwischen Reaktorfahrern und Schichtleiter unter Berücksichtigung von starker Kopplung.

5.1.5 Kein Abschalten des Hauptkühlsystems nach Ausfall des Feuchtemeßsystems am defekten Dampferzeuger

$$P_{50} = 3 \cdot 10^{-3} / EF = 10 \text{ (WASH-Modell)}$$

vgl. Fb III, A2, 2.1

Randbedingungen

Bei einem DE-Leck und einem Versagen der Feuchtemessung an diesem DE wird infolge der Umwälzung des eingebrochenen Wassers ein anderer als der defekte DE abgesperrt und entlastet. Auch in diesem Fall, vgl. 5.1.4, kann der Wassereintrich erst durch das Abschalten des Hauptkühlsystems beendet werden.

Innerhalb von 2 Stunden ist der Druck im Primärkreislauf durch den ständig steigenden Wasseranteil im Kühlgas soweit angestiegen, daß das Hauptkühlsystem über das von Druck- und Feuchte-kriterium gebildete Koinzidenzsignal abgeschaltet wird.

Erkennt der Operateur den Störfall früher und leitet er entsprechende Gegenmaßnahmen ein, kann die in den Kern eingeströmte Wassermenge geringer gehalten werden.

Hinweise auf den Störfall bekommt der Operateur aus der Drucktransiente nach RESA, vgl. Pkt. 5.1.4.

Situation in der Warte

Die Situation in der Warte ist vergleichbar mit der in Pkt. 5.1.4.

Bewertung

Hier wurde die gleiche Bewertung vorgenommen wie in Pkt. 5.1.4.

5.1.6 Kein Abschalten des Hauptkühlsystems bei sehr kleinen Dampferzeugerlecks

vgl. Fb III, A2, 2.1

Randbedingungen

Bei sehr kleinen DE-Lecks mit Leckraten von 0,01 kg/s - 0,1 kg/s wird der Feuchtegrenzwert 600 ppm, welcher zur DE-Abschaltung führt, erst nach Stunden erreicht. Das Reaktorschutzsystem schaltet dann den DE ab, bei dem zuerst der angesprochene Feuchtegrenzwert erreicht wird. In Anbetracht der Gasumlaufgeschwindigkeit und der Meßtoleranzen muß mit größerer Wahrscheinlichkeit damit gerechnet werden, daß anstelle des defekten ein intakter DE abgesperrt wird. Tritt dieser Fall ein, ergibt sich im wesentlichen ein Störfallablauf wie in Punkt 5.1.5 beschrieben.

Vor Erreichen des für die Schutzaktion "DE-Isolierung" relevanten 600 ppm Grenzwertes werden bei relativen Feuchten von 10 ppm und 100 ppm Warngrenzwerte überschritten. Bei Überschreiten dieser Grenzen werden in ihrer Wertigkeit gestaffelte optisch-akustische Warnmeldungen in der Warte ausgegeben.

Aufgrund dieser Warnungen kann der Operateur durch abwechselndes Abschalten und Wiederzuschalten einzelner DE die Ursache der steigenden Feuchte, den defekten DE, ermitteln. Diese Möglichkeit wurde in den Untersuchungen jedoch nicht weiter berücksichtigt. Aus diesem Grund ist für diese Aktion keine Bewertung vorgenommen worden.

5.1.7 Kein Betätigen der beiden parallelen Handabsperrarmaturen in der fälschlich offenbleibenden Entlastungsleitung eines leckbehafteten Dampferzeugers

$$P_{50} = 5 \cdot 10^{-2} / EF = 5 \quad (\text{WASH-Modell})$$

vgl. Fb III, A2, 2.3

Randbedingungen

Wenn über die Feuchtemeßeinrichtung im Primärkreislauf das Kriterium "Feuchte > max" anspricht, erfolgen die Schutzaktionen RESA und für den defekten DE "Abschalten" und "Entlasten". Es wird angenommen, daß nach Abschluß der Entlastung die beiden Motorarmaturen in der Entlastungsleitung durch CM-Schließversagen nichtselbstmeldend ausfallen. Im DE-Ablaßbehälter steht nach Druckausgleich mit dem RDB, über den defekten DE, Primärdruck an (50 bar). Für diesen Fall ist er zwar ausgelegt, trotzdem gilt es, die über die Leckstelle bestehende offene Verbindung zwischen Behälter und Primärkreis zu schließen. Denn würde das Sicherheitsventil des im RSG stehenden Behälters fälschlicherweise öffnen, erfolgte eine RDB-Druckentlastung ins RSG.

Die Entlastungsleitung kann durch Schließen zweier im RSG befindlicher Handarmaturen geschlossen werden. Es wird angenommen, daß von den beiden über eine Ringleitung verbundenen Ablaßbehältern nur einer zur Aufnahme der Entlastungsmasse angewählt ist; der andere Behälter führt also vor, während und nach der DE-Druckentlastung konstant niedrigen Druck.

Situation in der Warte

Das Entlasten des defekten DE ist, da die Primärkreisgebläse auch nach der RESA weiterhin in Betrieb sind, am abflachenden Verlauf der Feuchteanzeige der anderen fünf DE erkennbar. Die Druckanzeige auf der isolierten Sekundärseite des defekten DE zeigt jedoch, obwohl die Funktionsgruppensteuerung den

Abschluß der DE-Entlastung meldete, weiterhin fallende Tendenz. (Dieser Vorgang ist erst nach Druckausgleich abgeschlossen.)

Eine auftretende Gefahrenmeldung der Klasse I weist auf einen Ablaßbehälterdruck hin, der größer ist, als er sich normal bei der DE-Druckentlastung einstellt; darüber hinaus ist in der Warte eine Anzeige des Behälterdruckes vorhanden. Die erhöhte Wahrscheinlichkeit einer RDB-Druckentlastung ins RSG über das Behälter-Sicherheitsventil ist für die Schichtmannschaft aufgrund der aktuellen Anzeigen und der Gefahrenmeldung also ableitbar.

Situation im RSG

Am Montageort der beiden Handarmaturen, mit denen die Entlastungsleitung geschlossen werden kann, befinden sich noch weitere, der gleichen Redundanzgruppe zugeordnete Handarmaturen.

Bewertung

Für die Bewertung der Personalhandlungen wird zwar das Betreten des RSG angenommen, in der Studie wird dies bei der Behandlung der Störfallsequenz jedoch letztlich verneint. Durch diesen konservativen Ansatz hat das Ergebnis der Bewertung der Personalhandlungen also keinerlei Einfluß auf das Bewertungsergebnis der Störfallsequenz.

Der Schichtmannschaft zeigt sich nach der RESA sowohl der auslösende Grund als auch der weitere Anlagenzustand eindeutig und erwartungsgemäß. Die etwa 10 min nach RESA auftretende Gefahrenmeldung über den zu hohen Druck im Ablaßbehälter macht das Personal auf einen Anlagenbereich aufmerksam, dem nach einer RESA mit nachfolgender Druckentlastung eines DE ohnehin mindestens ein Mitglied der verantwortlichen Fahrmannschaft seine vollständige Aufmerksamkeit widmet. Der Bezug zum entlastenden DE liegt auf der Hand und ist mittels vorhandener Anzeigen leicht zu finden. Das Betriebshandbuch (BHB) schreibt in dieser Situation allgemein das Schließen der Handarmaturen im RSG vor und verneint dies auch bei RDB unter Druck nicht (Annahme).

Ausgehend von einer Fehlerwahrscheinlichkeit $P_{50} = 3 \cdot 10^{-1}$ (geometrischer Mittelwert der 5 min- und 30 min-Werte), schwacher Kopplung zwischen dem 1. Reaktorfahrer und dem mit dem Abfahren der Sekundäranlage beschäftigten 2. Reaktorfahrer sowie mittlerer Kopplung zwischen dem 1. Reaktorfahrer und dem Schichtleiter ergibt sich für Erkennen und Veranlassen der Schließmaßnahme eine resultierende Fehlerwahrscheinlichkeit $P_{50} = 4 \cdot 10^{-2}$ (EF = 7).

Wegzeit und Prozedere bis zum Armaturenort gelten als unkritisch, besondere Vorkehrungen und damit verbundene Arbeiterschwernisse (Atemmaske etc) wer-

den nicht angenommen. Die Zielarmaturen sind zwar in Offenstellung mechanisch verriegelt, aber der erforderliche Schlüssel erlaubt auch das Entfernen der Verriegelung an weiteren Armaturen. (Entweder innerhalb der Redundanzgruppe oder gemeinsam für die insgesamt 12 Handarmaturen der 6 Entlastungsleitungen; Annahme.) Trotz der Routine für den handlungsausführenden Maschinisten (2'.RF) ist das Verwechseln von mindestens einer Handarmatur möglich, insbesondere, da sich die ausführende Person unter Zeitdruck fühlt (s. Randbedingungen). Daher wird hierfür der doppelte 30 min-Wert der Fehlerwahrscheinlichkeit P_{50} angesetzt, es ergibt sich also $P_{50} = 2 \cdot 10^{-1}$ (EF = 6; doppelter Grundwert).

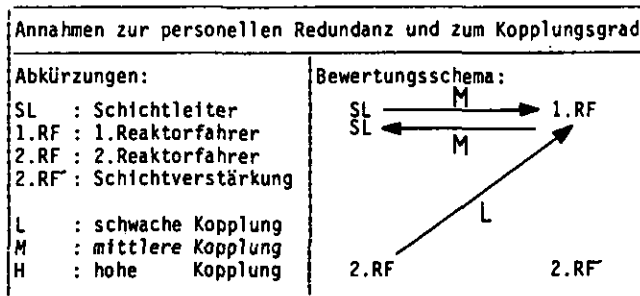
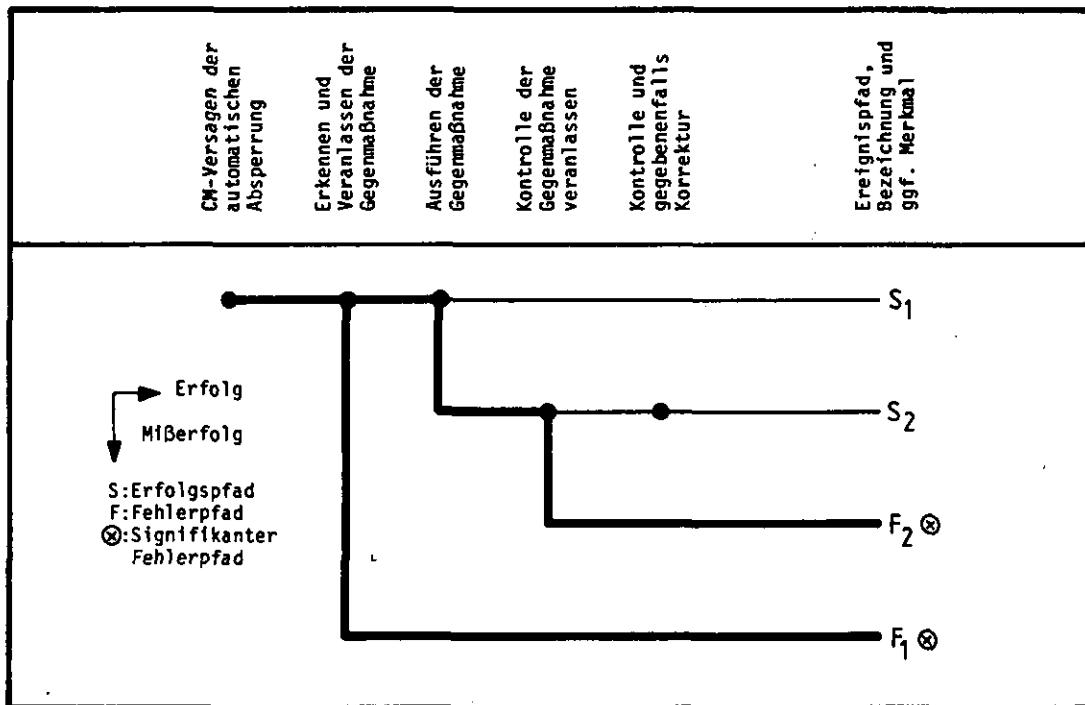
Das korrekte Schließen der Entlastungsleitung ist von der Warte aus kontrollierbar. Einerseits durch kurzzeitiges Öffnen der Leitung zur Wasseraufbereitungsanlage; dies ist allerdings nur dann möglich, wenn kein RSG-Durchdringungsabschluß vorliegt. Andererseits durch kurzzeitiges Öffnen der Einspeiseleitung des zweiten Abfaßbehälters; dies ist auch bei gegebenem Durchdringungsabschluß möglich. (Beide Methoden bedingen, nach erfolgreichem Schließen der Handarmaturen, eine bleibende Druckreduzierung im Abfaßbehälter.) Das BHB schreibt die Kontrolle des erfolgreichen Betätigens der beiden Handarmaturen vor, wenn durch das Betätigen der normale Umfang des Primärkreiseinschlusses erhalten werden soll (Annahme). Diese Kontrolle wird erfolgreich abgeschlossen (Annahme), da die Methode einfach, eindeutig im BHB beschrieben und die Ausführungszeit einschließlich der Zeit für Korrekturmaßnahmen unkritisch ist. Es gilt also nur die Wahrscheinlichkeit zu bewerten, mit der die Durchführung der Kontrolle unterlassen wird. Ausgehend vom 30 min-Wert der Fehlerwahrscheinlichkeit P_{50} und von mittlerer Kopplung zwischen Schichtleiter und 1. Reaktorfahrer ergibt sich hierfür die Fehlerwahrscheinlichkeit $P_{50} = 3 \cdot 10^{-2}$ (EF = 5).

Als Gesamtfehlerwahrscheinlichkeit der 3 bewerteten und in einem Zeitfenster zwischen 15 ... 30 min nach RESA stattfindenden Einzelhandlungen ergeben sich die Werte

$$\begin{aligned} P_{50} &= 5 \cdot 10^{-2} \quad (\text{EF} = 5) \\ P_{63} &= 8 \cdot 10^{-2} \end{aligned}$$

Anmerkungen

Da vorstehend Handlungen bewertet werden, die u.a. etwa 30 min nach RESA in der Anlage auszuführen sind, erfolgt abschließend auch eine Bewertung für den Zeitbereich bis etwa 60 min. Dabei werden Ereignisbaum und Bewertungsschema (personelle Redundanz und Kopplungsgrad) beibehalten; es ändern sich lediglich die zeitabhängigen Basiswerte. Bild 2 zeigt Ereignisbaum, Bewertungsschema und die Gegenüberstellung der den verschiedenen Bewertungszeiträumen zugeordneten



Bewertungszeitraum: 15 ... 30 min				
SL - bezogener Erfolgsfaktor	SL	1.RF	2.RF	2.RF'
	1	0,6	0,15	0,2
Fehlerwahrscheinlichkeit p_{50}	$5 \cdot 10^{-2}$			
Irrtumsfaktor EF	5			
Fehlerwahrscheinlichkeit p_{63}	$8 \cdot 10^{-2}$			

Bewertungszeitraum: 30 ... 60 min				
SL - bezogener Erfolgsfaktor	SL	1.RF	2.RF	2.RF'
	1	0,45	0,05	0,25
Fehlerwahrscheinlichkeit p_{50}	$4 \cdot 10^{-3}$			
Irrtumsfaktor EF	6			
Fehlerwahrscheinlichkeit p_{63}	$7 \cdot 10^{-3}$			

Bild 2: Ereignisbaum, Bewertungsschema und Ergebnisdarstellung der bewerteten Personalhandlungen zur DE-Entlastung

Bewertungsergebnisse. Neben den Gesamtfehlerwahrscheinlichkeiten P_{50} bzw. P_{63} und dem Gesamtirrtumsfaktor EF sind auch die auf den Schichtleiter bezogenen Erfolgsfaktoren der einzelnen Schichtmitglieder angegeben. Die Bildung dieser teils direkt von Vorgaben (Bewertungsschema) und teils von Bewertungsergebnissen geprägten Faktoren wird im Abschnitt 5.3.2 detailliert beschrieben. Neben einer etwa um den Faktor 10 geringeren Fehlerwahrscheinlichkeit im Zeitraum 30 ... 60 min zeigt sich auch eine Verlagerung der relativen Erfolgshöhe der einzelnen Schichtmitglieder. Die Werte P_{50} , P_{63} und EF werden unter Anwendung einer Monte-Carlo-Routine (Programm STREUSL) ermittelt.

5.2 Operateurhandlungen im Bereich "Druckentlastung des Primärkreislaufs"

5.2.1 Druckentlastung des Reaktordruckbehälters über die Heliumreinigungsanlage

$$P_{50} = 1 \cdot 10^{-2} / EF = 10 \text{ (geschätzt)} \quad \text{vgl. Fb III, A2, 2.7}$$

Randbedingungen

Wie bei 5.1.3 "Keine Wiederinbetriebnahme des Hauptkühlsystems" wird hier ein Wassereintruchstörfall, höherwertig angezeigt durch intaktes Feuchtemeßsystem, mit erfolgloser speisewasserseitiger DE-Isolierung unterstellt. Weiterhin wird ein Versagen des Frischdampfsicherheitsventils in Offenstellung angenommen.

Nach Abschalten des Hauptkühlsystems wird Primärgas unter Umgehung des Reaktorschutzgebäudes über das offene Frischdampfsicherheitsventil in die Umgebung abgeblasen. Aufgrund des offenen Sicherheitsventils am defekten DE und der Temperatur- und Aktivitätsmessungen im Schalldämpfer, an den die Sicherheitsventile einer DE-Gruppe angeschlossen sind, kann der Operateur den Freisetzungspfad identifizieren.

Bei kleinen DE-Lecks (Ausströmrate $\leq 0,5$ kg/s) besteht die Möglichkeit, zur Verringerung der an die Umgebung abgegebenen Aktivitätsmenge Primärgas über die Heliumreinigungsanlage in das Reingaslager abzupumpen. Beim ordnungsgemäßen Betrieb des HiKS ist die Dichteabnahme des Kühlgases durch die zusätzliche Druckabsenkung über die Heliumreinigungsanlage für eine ausreichende Nachwärmeabfuhr unbedeutend.

Wegen Vereisung der Heliumreinigungsanlage ist das Abpumpen bei größeren Lecks nicht möglich.

Situation in der Warte

Aufgrund des vorausgegangenen Störfallablaufes (DE-Schaden, Wassereinbruch in den Reaktorkern, Versagen eines Sicherheitsventils, Aktivitätsfreisetzung) wird der Operateur unter einem erhöhten Streßeinfluß stehen. Sein Hauptaugenmerk richtet sich auf das Funktionieren des Hilfskühlsystems zur Nachwärmeabfuhr.

Dem Operateur wird bewußt sein, daß die vorgesehene Handlung eine Verringerung der radiologischen Belastung der Umgebung mit sich bringt und nachteilige Folgen nicht zu erwarten sind. Außerdem ist die angesprochene Handlung reversibel.

Bewertung

Für die Wahrscheinlichkeit des Nichtabpumpens ist in schwacher Anlehnung an das WASH-Modell ein Medianwert von $1 \cdot 10^{-2}$ ermittelt worden (Erwartungswert $3 \cdot 10^{-2}$). Da es sich hier wahrscheinlich um eine ungeplante Operateurhandlung in einer unwahrscheinlichen Störfallsequenz handelt, stand bei der Bewertung neben der Störfallerkennung die Entscheidung des Operateurs für oder gegen das Abpumpen von Helium im Vordergrund.

5.2.2 Schließen der Absperrarmatur vor dem Sicherheitsventil einer Primärkreisentlastungsleitung 30 min nach Ende einer Druckentlastung zur Vermeidung von nennenswerten Gasaustauschvorgängen

$$P_{50} = 1 \cdot 10^{-2} / EF 10 \text{ (WASH-Modell)}$$

vgl. Fb III, B, 3.1

Randbedingungen

Nach dem Ansprechen des Primärkreissicherheitsventils und Versagen dieses Ventils in Offenstellung kommt es zu einem Druckausgleich zwischen RDB und RSG. Dieser Druckausgleichsvorgang erstreckt sich über eine Zeitspanne von 5 min.

Beendet werden kann dieser Druckentlastungsvorgang durch das manuell angeregte Schließen einer dem Sicherheitsventil vorgelagerten Absperrarmatur. In der Studie ist jedoch konservativ davon ausgegangen worden, daß es dem Operateur nicht gelingt, die erforderlichen Maßnahmen vor Beendigung der Druckentlastung zu treffen.

Untersucht wurde das Schließen der Absperrarmatur bis zum Zeitpunkt 30 min nach Ende der Druckentlastung. Schließt der Operateur die vorgelagerte Absperrarmatur bis zu diesem Zeitpunkt, kommt es noch nicht zu einem Gasaustausch zwischen dem Reaktorkern und der RSG-Atmosphäre; d.h. es kommt noch nicht zum Lufteinbruch in den Reaktorkern und damit auch nicht zu Graphitkorrosionsvorgängen.

Die Druckentlastung des Primärkreises wird in der Warte durch eine Sicherheitsgefahrenmeldung angezeigt. Der Operateur muß identifizieren, welches der beiden Sicherheitsventile öffnete und in Offenstellung versagte. Dies ist ihm anhand folgender Informationen möglich:

- Stellungsanzeige der Sicherheitsventile,
- Temperaturmessung in der betreffenden Abblaseleitung.

Situation in der Warte

Der Druckentlastungsstörfall ist beim HTR-1160 als "Größter anzunehmender Unfall (GaU)" definiert. Von daher ist anzunehmen, daß das Betriebspersonal in der Warte sich in einem erheblichen Streßzustand befindet. Das Wartepersonal wird intensiv damit beschäftigt sein, die Ursache für die Druckentlastung zu finden.

Das erforderliche Schließen der vorgelagerten Absperrarmatur ist als geplante Operateurhandlung im Betriebshandbuch detailliert beschrieben.

Bewertung

Die Bewertung dieser Operateuraktion wurde nach dem WASH-Modell vorgenommen. Als Basiswert wurde 10^{-1} angenommen (Fehlhandlung nach den ersten 30 min in einem extremen Streßzustand).

Es wurde personelle Redundanz zwischen den Reaktorfahrern und dem Schichtleiter unterstellt. Zwischen den Reaktorfahrern untereinander wurde starke Kopplung unterstellt; zwischen den Reaktorfahrern und dem Schichtleiter ist schwache Kopplung unterstellt worden. Unter diesen Randbedingungen ergibt sich für die betrachtete Operateurhandlung eine Fehlerwahrscheinlichkeit von ca. $1 \cdot 10^{-2}$ (Medianwert). Mit einem Unsicherheitsfaktor 10 resultiert daraus ein Erwartungswert von ca. $3 \cdot 10^{-2}$.

5.3 Personalhandlungen im Zusammenhang mit dem Abschluß des Reaktorschutzgebäudes (RSG), bei Ausfall des Hauptkühlsystems als einleitendem Ereignis für eine Kernaufheizung

5.3.1 Vorbemerkungen

Das RSG-Abschlußsystem ist an verschiedenen Stellen innerhalb der Analyse beschrieben und bezüglich seiner Verfügbarkeit analysiert worden /17, 18, 19/. Wiederholungen erfolgen hier nur in dem Umfang, wie es zum Verständnis der Personalhandlungen erforderlich ist.

Die Abschlüsse der lufttechnischen Anlagen bestimmen die Zuverlässigkeit des Gebäudeabschlusses. Zu berücksichtigen sind auch fälschlich offene Abschlüsse des Notabluftsystems (NAL-System). Dieses System ist zur Spülung des Reaktorschutzgebäudes etwa 30 Tage nach einem Druckentlastungs-Störfall (GaU)¹⁾ vorgesehen. Seine Abschlüsse werden nicht mit dem Gebäudeabschluß automatisch angesteuert und sind auch nicht verriegelt. Die Inbetriebnahme des NAL-Systems erfolgt durch im Betriebshandbuch (BHB) definierte Personalhandlungen.

Da dieses System durch die vom Reaktorschutzsystem (RSS) angeregte Schutzaktion 'RSG-Abschluß' nicht mit einem Schließbefehl beaufschlagt wird, sind zur Gewährleistung des RSG-Abschlusses besondere technische und administrative Maßnahmen erforderlich.

Die Stellungsanzeigen (leuchtende Textfelder, "geschlossen" bzw. "offen", ohne akustisches Signal) der beiden NAL-Schnellschlußklappen befinden sich, gemeinsam mit den entsprechenden Anzeigen der 8 anderen Schnellschlußklappen der Lüftungsanlage, in der Warte auf dem Nebenleitstand im Segment 'Lüftungsanlage'.

Die Schalter für die manuelle Ansteuerung der NAL-Schnellschlußklappen befinden sich ebenfalls dort. Dabei sind die Schalter für die Offen-Stellung der Klappen optisch durch Anordnung, Farbe etc. hervorgehoben und als Schlüsselschalter ausgeführt.

Weiterhin dort sowie auf dem Hauptleitstand in der Warte befindet sich, als Textausgabe auf einem Leuchtmelder und auf einem Datensichtgerät, verbunden mit einer akustischen Signalgabe, die Sicherheitsgefahrenmeldung "Fehlender RSG-Abschluß durch Lüftungsanlage". Diese Meldung wird nach erfolgter RSS-Anregung "RSG-Abschluß" und bei mindestens einer der angesteuerten Klappen oder einer der NAL-Klappen nicht in Geschlossen-Stellung aktiviert. Der Leuchtmelder auf dem Hauptleitstand gehört zur Reservegefahrenmeldeanlage. Diese ist manuell aktivierbar, normalerweise wird sie jedoch nur bei Ausfall der Rechneranlage

¹⁾Größter anzunehmender Unfall

oder eines Datensichtgerätes automatisch eingeschaltet. Die Gefahrenmeldungen gehören zur höchsten Meldeklasse und ihre Ausgabe auf dem Datensichtgerät kann nicht, wie bei Meldungen geringerer Priorität und vom Bedienungspersonal anwählbar, unterdrückt werden. Wenn Gefahrenmeldungen im Zusammenhang mit Reaktorschutzsignalen stehen, erfolgt ihre Darstellung auch auf der Reaktorschutzeschalttafel in der Warte, und zwar in direkter Anordnung mit der Darstellung des entsprechenden Schutzsignals. Dies trifft also auch für die o.a. Sicherheitsgefahrenmeldung zu.

Bei einem Kernaufheizstörfall erfolgt nach ca. 6 h (5,5 bis 11 h) eine Druckentlastung des Reaktordruckbehälters (RDB). Nach beginnender Betonzersetzung ergibt sich darüber hinaus ein fortlaufender Gasstrom in das RSG. (Gemäß Annahme schließt das geöffnete Sicherheitsventil nicht mehr, es versagt in Offenstellung.) Daher könnte eine gezielte Druckentlastung des RSG den Zeitpunkt des frühen RSG-Überdruckversagens günstig beeinflussen. Diese Druckentlastung würde über das NAL-System erfolgen und müßte bei gegebener Auslegung des Systems (Filterkapazität und Filterrückhaltefaktor) wegen des zeitlich ansteigenden Aktivitätsinventars im RSG möglichst bald nach erfolgter Druckentlastung des RDB durchgeführt werden.

Die Studie /19/ zeigt im Bereich der Lüftungsanlagen auf, daß für den fehlerhaften RSG-Abschluß das NAL-System, aufgrund der nachfolgend dargestellten Bewertungsergebnisse, von untergeordneter Bedeutung ist. Zu beachten ist hierbei, daß für sämtliche bewerteten Personalhandlungen als störfalleinleitendes Ereignis der spontane Ausfall der NWA-Systeme vorausgesetzt wird. Verglichen mit dem verzögerten Ausfall dieser Systeme ist diese Vorgabe pessimistisch. Für andere auslösende Ereignisse erfolgte keine Bewertung. Bezüglich des Notstromfalls als auslösendem Ereignis wird bei der Handlung 5.3.2.2 auf diesen Umstand eingegangen. Die konservative Annahme, daß beim Notstromfall keine Personalhandlungen im Bereich der Lüftungsanlagen erfolgen, trägt zur Verschlechterung der Wahrscheinlichkeit für das RSG-Abschlußversagen wesentlich bei; der Wert geht von $3 \cdot 10^{-4}$ (Ausfall des Hauptkühlsystems) über in den Wert $1,5 \cdot 10^{-2}$ (Notstromfall).

5.3.2 Einzeldarstellung und Bewertung der Handlungen

Eine zusammenfassende Darstellung der Ergebnisse erfolgt in Abschnitt 5.3.3. Bevor hier die Handlungen einzeln dargestellt und bewertet werden, erlaubt die Tabelle 2 zunächst eine Übersicht; im abgesetzten rechten Feld sind bereits die ermittelten Fehlerwahrscheinlichkeiten angegeben.

Es werden 12 Handlungen bewertet. Diese lassen sich in 17 Teilhandlungen aufspalten, und zwar in 12 geplante und 5 ungeplante Teilhandlungen. Bei den unge-

planten Teilhandlungen befinden sich wiederum 2 den Störfallverlauf eindeutig verschlechternde Teilhandlungen. Da diese außerhalb des per Definition zu bewertenden Rahmens der Personalhandlungen liegen, muß eine wesentlich größere Darstellungstiefe gewählt werden.

Diese Vorgehensweise bietet sich aber auch an, weil im Zusammenhang mit dem NAL-System ein eng umrissener Themenkreis vorliegt, die Aufgaben klar definierbar sind und vor allem, weil der relevante Zeitbereich sich, beginnend mit dem spontanen Ausfall der NWA-Systeme, über einige Stunden erstreckt, bis hin zur gezielten Druckentlastung des RSG.

Alle Personalhandlungen wurden unter Rückgriff auf das WASH-Modell bewertet. Bei der Bewertung der Personalhandlungen wird, falls mehrere Personen der Fahr-

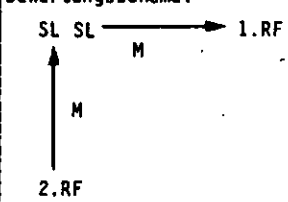
Handlung	Situation	Randbedingungen	Zeit nach spontanem NWA-Ausfall	Bewertungs-Modell	Fehlerwahrscheinlichkeit (P_{50} bzw. P)
5.3.2.1	Beide NAL-Klappen nicht geschlossen		1 h	WASH	$1 \cdot 10^{-3}$
5.3.2.2	Kein Handauslösen von RSG-Abschluß		1 h	WASH	$1 \cdot 10^{-2}$
5.3.2.3	Kein Handauslösen von NAL-Abschluß	Kein Handauslösen von RSG-Abschluß	1 h	Annahme	~ 1
5.3.2.4	Kein Handauslösen von NAL-Abschluß	Nach Handauslösen von RSG-Abschluß	1 h	WASH	$3 \cdot 10^{-4}$
5.3.2.5	Kein Handauslösen von NAL-Abschluß	Nach Handauslösen von RSG-Abschluß	1 - 6 h	Annahme	vernachlässigbar
5.3.2.6	Kein kurzfristiges Handauslösen von RSG-Abschluß	Nach Druckentlastung kein automatischer RSG-Abschluß	6 h	WASH	$1 \cdot 10^{-3}$
5.3.2.7	Kein kurzfristiges Handauslösen von NAL-Abschluß	Nach Druckentlastung kein RSG-Abschluß	6 h	Annahme	~ 1
5.3.2.8	Kein kurzfristiges Handauslösen von NAL-Abschluß	Nach Druckentlastung und RSG-Abschluß	6 h	WASH	$9 \cdot 10^{-4}$
5.3.2.9	Fälschlicherweise Öffnen der NAL-Klappen	Nach Druckentlastung und RSG-Abschluß	> 6 h	WASH	$1 \cdot 10^{-4}$
5.3.2.10	Keine kurzfristige Gegenmaßnahme	Nach Druckentlastung und nach fälschlicherweise geöffneten NAL-Klappen	> 6 h	WASH	$5 \cdot 10^{-2}$
5.3.2.11	Administrative Freigabe der gezielten Druckentlastung über NAL-System		> 6 h	Annahme	0,1/1
5.3.2.12	Fehlerhafte Durchführung der Druckentlastung	Nach administrativer Freigabe	> 6 h	WASH	$1 \cdot 10^{-4}$

Tabelle 2: Übersicht der bewerteten Handlungen zum RSG-Abschluß, mit Angabe der ermittelten Fehlerwahrscheinlichkeiten

mannschaft an deren Bewältigung bzw. an deren Kontrolle beteiligt sind, die personelle Redundanz unter Ansatz der gegenseitigen Kopplung berücksichtigt. Da für die analysierte Anlage kein BHB vorlag, werden bezüglich der Aufgabenverteilung zwischen den in der Bewertung berücksichtigten Einzelpersonen Annahmen getroffen. Die Fehlerwahrscheinlichkeiten der berücksichtigten Personen Schichtleiter (SL), 1. Reaktorfahrer (1. RF) und 2. Reaktorfahrer (2. RF) werden aufgrund der jeweiligen Randbedingungen ermittelt und zur Berechnung der Gesamtfehlerwahrscheinlichkeit P_{50} der zu bewertenden Handlung herangezogen. Außerdem dient der auf den SL bezogene Kehrwert der Einzel-Fehlerwahrscheinlichkeit als "SL-bezogener Erfolgsfaktor" zur Verdeutlichung der relativen Kompetenz des jeweiligen Schichtmitgliedes in der zu bewertenden Situation.

5.3.2.1 Beide Schnellschlußklappen des NAL-Systems sind fälschlich nicht geschlossen

. 1 h nach spontanem Ausfall der NWA-Systeme

Annahmen zur personellen Redundanz und zum Kopplungsgrad		Bewertungsmodell		WASH			
Abkürzungen: SL : Schichtleiter 1.RF : 1.Reaktorfahrer 2.RF : 2.Reaktorfahrer 2.RF : Schichtverstärkung L : schwache Kopplung M : mittlere Kopplung H : hohe Kopplung		Bewertungsschema: 		SL	1.RF	2.RF	
		SL - bezogener Erfolgsfaktor		1,0	0,25	0,1	
		Fehlerwahrscheinlichkeit P_{50}		$1 \cdot 10^{-3}$			
		Irrtumsfaktor EF		11			
		Fehlerwahrscheinlichkeit P_{63}		$2 \cdot 10^{-3}$			

Randbedingungen

Administrative Anweisungen verbieten bei der monatlichen Prüfung des NAL-Systems das gleichzeitige Öffnen beider Klappen. Die Reparaturrichtlinien erlauben nur unter besonderen administrativ festgelegten Vorsichtsmaßnahmen das Öffnen beider Klappen.

Im RSG herrscht normalerweise ein konstanter Unterdruck. Es wird angenommen, daß bei nur offenen NAL-Klappen, also keine Absaugung durch das NAL-System, die Abluftanlage sich noch im Regelbereich befindet und keine Störmeldung initiiert. Lediglich bei Absaugen über NAL-System reduziert sich die Fördermenge der Abluftanlage erheblich und es erfolgt eine Störmeldung.

Situation in der Warte

Die Klappenstellungen sind als Endlagenanzeigen am Nebenleitstand erkennbar, beim Verlassen oder Erreichen der Endlagen der Klappen erfolgt eine Informationsausgabe auf dem Schnelldrucker sowie auf den Sichtgeräten und bei nicht geschlossener Stellung beider Klappen wird eine Warnung (Gefahrenmeldung Klasse II) aus-

gegeben. Die Fördermenge der Abluftanlage wird nur auf dem Nebenleitstand in der Warte und auf dem örtlichen Leitstand angezeigt; dieser ist aber nicht immer von einem Anlagenwärter besetzt.

Die normalerweise in der Geschlossen-Stellung stehenden NAL-Klappen können nur nach Betätigen schlüsselverriegelter Schalter aufgefahen werden. Hierzu erhält der 2. Reaktorfahrer (2. RF), mit Wissen des 1. Reaktorfahrers (1. RF), vom Schichtleiter (SL) die erforderlichen Schlüssel. Es bedarf also der Zustimmung des SL.

Außerdem sind zum Öffnen der beiden NAL-Klappen zwei getrennte Schalter vorhanden. Sie sind mit verschiedenen Schlüsseln versehen; diese sind in der Auf-Stellung des Schalters nicht abziehbar. (Eine drastische Reduzierung der Wahrscheinlichkeit des fälschlichen Öffnens wäre bei gleichem Schlüsselcode und nur einem für die Schichtmannschaft verfügbaren Schlüssel erreichbar; der zweite Schlüssel würde dagegen nur von der Betriebsleitung ausgehändigt. Nachfolgender Bewertung liegt diese Variante der Zugrifferschwerung zu beiden Schlüsseln jedoch nicht zugrunde.)

Bewertung

Die wahrscheinlichste Ursache für fälschlich nicht geschlossene NAL-Klappen resultiert aus Handlungen in der unmittelbaren Zeitphase nach spontanem Ausfall der NWA-Systeme, u.U. nach einigen manuellen Startversuchen dieser Systeme. In dieser Zeit könnten die Schalter versehentlich betätigt werden.

Die Bewertung geht bei der Annahme des Streßlevels von 30 min nach Beginn einer extremen und fortdauernden Streßbedingung aus und unterstellt personelle Redundanz bei mittlerer Kopplung zwischen der Ausgabe der falschen Schlüssel durch den SL und dem Schalten an einem falschen Pultsegment durch den 2. RF. Berücksichtigt wird außerdem personelle Redundanz bei mittlerer Kopplung für die unterlassene Fehlerentdeckung durch den 1. RF und den SL anlässlich der Textausgabe auf den Sichtgeräten bzw. des Auftretens der Warnmeldung. Es ergibt sich der Wert $6 \cdot 10^{-4}$. Da sowohl für reparatur- als auch prüfbedingtes Verstellen der Klappen Schlüssel erforderlich sind und diese in der Auf-Schalterstellung nicht abgezogen werden können, ist die Wahrscheinlichkeit für unerkannte, fälschlich nicht geschlossene Klappen äußerst gering. Das über Schaltvorgänge eingeleitete Öffnen der NAL-Klappen und das fortdauernde Bestehen dieser Tatsache ist für die folgenden Schichtmannschaften, neben dem Umstand der ausgegebenen beiden Schlüssel, auch über das zu Schichtbeginn abzurufende Stör- und Schaltprotokoll der Rechneranlage entnehmbar. Um dennoch reparatur- und prüfbedingte Fehlhandlungen zu erfassen, wird die Fehlerwahrscheinlichkeit auf $1 \cdot 10^{-3}$ erhöht.

Anmerkungen

Die Schlüsselausgabe und die Schalterbetätigung sind trainierte, hier aber ungeplante Handlungen, die Beachtung neu auflaufender Meldungen, hier als Textausgaben, ist eine geplante Handlung. Es werden also sowohl ungeplante als auch geplante Handlungen bewertet, dies unter Einschluß von Prüf- und Reparaturhandlungen.

5.3.2.2 Kein Handauslösen der RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß"

. 1 h nach spontanem Ausfall der NWA-Systeme

Annahmen zur personellen Redundanz und zum Kopplungsgrad		Bewertungsmodell	WASH		
Abkürzungen: SL : Schichtleiter 1.RF : 1.Reaktorfahrer 2.RF : 2.Reaktorfahrer 2.RF : Schichtverstärkung L : schwache Kopplung M : mittlere Kopplung H : hohe Kopplung	Bewertungsschema: 	SL - bezogener Erfolgsfaktor:	SL	1.RF	2.RF
		Fehlerwahrscheinlichkeit P_{50}	1,0	0,7	0,2
		Irrtumsfaktor EF	7		
		Fehlerwahrscheinlichkeit P_{63}	$2 \cdot 10^{-2}$		

Randbedingungen

Wenn der RSG-Abschluß möglichst bald nach Beginn der Kernaufheizung und mithin möglichst frühzeitig vor der Druckentlastung des RDB in das RSG erfolgt, besteht für das Erkennen fehlerhafter Abschlüsse eine hohe Wahrscheinlichkeit. In der verbleibenden Zeit sind zwar keine größeren Reparaturen möglich, aber Fehler durch klemmende Magnetventile etc. wären in den folgenden Stunden durchaus behebbar. Außerdem könnten bei ausgefallener Elektroenergie zum Zeitpunkt der automatischen RSS-Anregung (6 h nach Störfallbeginn) die inneren Klappen der 5 Durchdringungen des Lüftungssystems nicht mehr geschlossen werden. Aus diesen Gründen schreibt das BHB bei spontanem Ausfall der NWA-Systeme die Handauslösung der RSS-Anregung nach Erkennen der Kernaufheizung vor.

Abweichend hiervon wird bei der Analyse des Notstromfalles /19/ folgende Annahme vorgegeben: "Ein vorsorgliches Schließen der Lüftungsklappen durch das Wartpersonal vor Anstehen der Gebäudeabschluß-Signale wird nicht angesetzt, da nicht davon ausgegangen werden kann, daß es Aufgabe des Wartpersonals ist, diese Schutzaktion vor dem Eingreifen des Reaktorschutzsystems durchzuführen." Da im unbeherrschten Notstromfall die für leitetechnische Systeme erforderlichen Batteriespannungen sofort ausgefallen sein können (CM der Batterien) und in der Analyse der spontane unbeherrschte Notstromfall nicht separat behandelt wird, ist die o.a. Annahme bei der Analyse des Notstromfalles erforderlich.

Bei bestehendem RSG-Abschluß ist der Betrieb der Personerschleuse nicht eingeschränkt. Mithin braucht, bezüglich der manuellen RSS-Auslösung, auf etwaig erforderliche Personenbewegungen durch diese Schleuse, insbesondere dem Personenaustritt aus dem RSG (noch anwesendes Betriebs- oder Reparaturpersonal, u.U. im Zusammenhang mit Restmaßnahmen zur versuchten Wiederherstellung der Nachwärmeabfuhr oder im Zusammenhang mit Erstmaßnahmen zur Zündquellenbeseitigung) keine Rücksicht genommen zu werden.

Situation in der Warte

Der Anfang der Kernaufheizung ist an einer Reihe von Anlagenparametern erkennbar, insbesondere an der Verknüpfung von Druck, Temperatur und Durchsatz des Kühlgases. Obwohl es keine eindeutige, direkte Textaussage "Kernaufheizung" auf Meldern oder Sichtgeräten gibt, ist das Erkennen der entsprechenden Anlagensituation als eine einfache Handlung anzusehen.

Bewertung

Es gilt das Nichterkennen sowie Nichthandeln bzw. Falschhandeln, im Zusammenhang mit einer geplanten Handlung, zu bewerten. Da die Sollhandlung "Handauslösen der RSS- Schutzaktion" sehr einfach auszuführen ist, scheidet Falschhandeln aus. Obwohl die zu bewertende Handlung 1 Stunde nach Beginn der Kernaufheizung stattfinden soll, geht die Bewertung bei der Annahme des Streßlevels von 30 min nach Beginn einer extremen Streßbedingung aus, da vorgelagert die vergeblichen Versuche zum Start der Kühlsysteme liegen. Es besteht doppelte personelle Redundanz, schwache Kopplung zwischen SL und 1. RF und starke Kopplung zwischen SL und 2. RF. Die Bewertung ergibt $1 \cdot 10^{-2}$.

Anmerkungen

Es wird die Unterlassung einer geplanten Handlung bewertet.

5.3.2.3 Kein Schließen der fälschlich nicht geschlossenen NAL-Schnellschlußklappen eingeleitet

- . 1 h nach spontanem Ausfall der NWA-Systeme und
- . bei manuell nicht ausgelöster RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß" (5.3.2.2)

Annahmen zur personellen Redundanz und zum Kopplungsgrad	
Abkürzungen:	Bewertungsschema:
SL : Schichtleiter	
1.RF : 1.Reaktorfahrer	
2.RF : 2.Reaktorfahrer	
2.RF : Schichtverstärkung	
L : schwache Kopplung	
M : mittlere Kopplung	
H : hohe Kopplung	

Bewertungsmodell	Annahme			
SL - bezogener Erfolgsfaktor				
Fehlerwahrscheinlichkeit p	~1			
Irrtumsfaktor EF				
Fehlerwahrscheinlichkeit p_{63}				

Randbedingungen

Sinngemäß wie bei Handlung 5.3.2.2. Das BHB schreibt bei spontanem Ausfall der NWA-Systeme explizit nur die vorzeitige Auslösung der RSS-Schutzaktion vor.

Situation in der Warte

Wie bei Handlung 5.3.2.2.

Bewertung

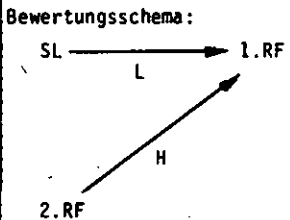
Die für die Handlung kritische Randbedingung ergibt sich aus der unterlassenen Handlung 5.3.2.2. Hierdurch ist die Wahrscheinlichkeit für das Nichtschließen der fälschlich nicht geschlossenen NAL-Klappen sehr hoch; sie wird mit $p \sim 1$ angenommen.

Anmerkung

Es wird die Unterlassung einer in dieser Situation als ungeplant anzusehenden Handlung angenommen.

5.3.2.4 Kein Schließen der fälschlich nicht geschlossenen NAL-Schnellschlußklappen eingeleitet

- 1 h nach spontanem Ausfall der NWA-Systeme und
- nach manuell ausgelöster RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß" (5.3.2.2)

Annahmen zur personellen Redundanz und zum Kopplungsgrad		Bewertungsmodell			
Abkürzungen:		WASH			
SL : Schichtleiter	Bewertungsschema: 	SL	1.RF	2.RF	
1.RF : 1.Reaktorfahrer		1,0	6,0	0,1	
2.RF : 2.Reaktorfahrer		Fehlerwahrscheinlichkeit p_{50}			
2.RF : Schichtverstärkung		Irrtumsfaktor EF			
L : schwache Kopplung		Fehlerwahrscheinlichkeit p_{63}			
M : mittlere Kopplung					
H : hohe Kopplung					

Randbedingungen

Wenn bei ausgelöster RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß" nicht alle angesteuerten Klappen im Bereich der Lüftungsanlagen, einschließlich der nicht angesteuerten NAL-Klappen, geschlossen sind, erfolgt die Sicherheitsgefahrenmeldung "Fehlender RSG-Abschluß durch Lüftungsanlage". Alle zur Beseitigung der Meldeursachen erforderlichen Maßnahmen sind im BHB gezielt dargelegt. Sollte sich nach dem RSG-

Abschluß der anfängliche Unterdruck sehr schnell abbauen bzw. relativ hohe Werte annehmen, so könnte dies auf nicht geschlossene NAL-Klappen oder lauffendes NAL-System einschließlich nicht geschlossener Klappen hinweisen.

Situation in der Warte

Da die Sicherheitsgefahrenmeldung auch an der Reaktorschutztafel deutlich erkennbar ist, erfolgt von verschiedenen Orten der Warte aus ein schneller und eindeutiger Hinweis auf das entsprechende Segment des Warten-Nebenleitstandes. Dort kann die Sammelmeldung anhand der Einzelanzeigen der Klappenstellungen leicht entschlüsselt und mittels der entsprechenden Schalter für die Geschlossenstellung die erforderliche Handlung ausgeführt werden. Diese Schalter sind, mindestens für die NAL-Anlage, nicht schlüsselverriegelt.

Bewertung

Da die Teilaufgaben "richtige Maßnahme ist zu ermitteln" und "richtiger Schalter ist zu betätigen" einfach sind, Fehlhandlungen reversibel sind und die Gesamthandlung im Minutenbereich abgeschlossen sein soll, also relativ zeitunkritisch ausführbar ist, wird lediglich das Erkennen der Meldung bewertet. Ausgehend von der pessimistischen Annahme, daß neben der zu erkennenden Sicherheitsgefahrenmeldung noch 3 weitere gleichwertige Meldungen anstehen, ergibt sich mit einem Faktor für hohen Streß während dynamischer Handlungsabläufe und unter Berücksichtigung zweifacher personeller Redundanz mit schwacher Kopplung zwischen 1. RF und SL sowie starker Kopplung zwischen 1. RF und 2. RF eine Fehlerwahrscheinlichkeit von $3 \cdot 10^{-4}$.

Anmerkungen

Bewertet wird eine geplante Handlung. Obwohl die Zeit nicht explizit in die Bewertung einbezogen wird, gilt diese dennoch für den nahen Minutenbereich nach der manuellen Handauslösung der RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß".

5.3.2.5 Kein Schließen der fälschlich nicht geschlossenen NAL-Schnellschlußklappen eingeleitet

- . 1 h bis 6 h nach spontanem Ausfall der NWA-Systeme und
- . nach manuell ausgelöster RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß" (5.3.2.2)

Annahmen zur personellen Redundanz und zum Kopplungsgrad		Bewertungsmodell	Annahme			
Abkürzungen:	Bewertungsschema:	SL - bezogener Erfolgsfaktor				
SL : Schichtleiter		Fehlerwahrscheinlichkeit p	vernachlässigbar			
1.RF : 1.Reaktorfahrer		Irrtumsfaktor EF				
2.RF : 2.Reaktorfahrer		Fehlerwahrscheinlichkeit p_{63}				
2.RF : Schichtverstärkung						
L : schwache Kopplung						
M : mittlere Kopplung						
H : hohe Kopplung						

Randbedingungen

Wie bei Handlung 5.3.2.4. Dort wird der nahe Minutenbereich nach der manuellen Handauslösung der RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß" bewertet. Erfolgt die Handlung 5.3.2.4 nicht, so verbleiben bis zur Druckentlastung noch 5 h.

Situation in der Warte

Während dieser Zeit ist die fortschreitende Kernaufheizung an den entsprechenden Anzeigen der Betriebs- und Sicherheitsinstrumentierung eindeutig erkennbar, die Warte wird von Personen der Betriebsleitung frequentiert und das Schichtpersonal wird verstärkt (nachfolgende Schicht) bzw. erfährt weitestgehende Unterstützung (zusätzliches technisches Personal). Es ist daher zweifelsfrei ableitbar, daß noch akute Sicherheitsgefahrenmeldungen während der hier relevanten Zeitdauer von 5 h abgearbeitet werden.

Bewertung

Es wird die Annahme getroffen, daß das Schließen der NAL-Klappen in der Zeitspanne von 5 h, also vor der Druckentlastung, mit der Wahrscheinlichkeit $p \sim 1$ geschlossen werden.

Anmerkungen

Die Annahme bezieht sich auf eine geplante Handlung.

5.3.2.6 Kein kurzfristiges Handauslösen der RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß"

- im Minutenbereich nach der Druckentlastung des RDB ins RSG (6 h nach spontanem Ausfall der NWA-Systeme) und
- bei ausgefallener automatischer RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß"

Annahmen zur personellen Redundanz und zum Kopplungsgrad		Bewertungsmodell				WASH	
Abkürzungen:		Bewertungsschema:		SL	1.RF	2.RF	
SL	: Schichtleiter						
1.RF	: 1. Reaktorfahrer						
2.RF	: 2. Reaktorfahrer						
2.RF	: Schichtverstärkung						
L	: schwache Kopplung						
M	: mittlere Kopplung						
H	: hohe Kopplung						
				SL	1.RF	2.RF	
				1,0	1,5	0,3	
				Fehlerwahrscheinlichkeit p_{50}			
				$1 \cdot 10^{-3}$			
				Irrtumsfaktor EF			
				12			
				Fehlerwahrscheinlichkeit p_{63}			
				$3 \cdot 10^{-3}$			

Randbedingungen

Das BHB schreibt bei Druckentlastung des RDB die Kontrolle des RSG-Abschlusses vor. Bei Ausfall der automatischen RSS-Anregung schreibt das BHB ein Handauslösen vor. Als Wahrscheinlichkeit für den Ausfall des automatischen RSG-Abschlusses wird $p_{50} \approx 2 \cdot 10^{-6}$ angesetzt. Die diversitären 2von3-Anregekriterien "RSG-Druck > Außendruck" und "RSG-Aktivität hoch" werden dabei als praktisch gleichzeitig ansprechend angesehen.

Situation in der Warte

Die automatische Anregung erfolgt, anlässlich der Druckentlastung des RDB, 6 h nach Beginn der Kernaufheizung. Unterbleibt die automatische Anregung, so ist der fehlende RSG-Abschluß u.a. am rapiden Aktivitätsanstieg im Kamin erkennbar. (Daß unmittelbar vorher die Druckentlastung des RDB erfolgt ist, kann das Personal an einer Vielzahl von anormalen Anzeigewerten und von anstehenden Meldungen erkennen. Diverse Regelungen kommen außer Tritt, Druck und Temperatur im RSG initiieren direkt und indirekt Störmeldungen. Möglicherweise sind die lauten Ausströmgeräusche der Gase aus dem in Offenstellung versagenden RDB-Sicherheitsventil auch in der Warte hörbar, insbesondere bei RSG-Anwahl der akustischen Lecküberwachung in Räumen mit druckführenden Systemen.)

Bewertung

Zum Zeitpunkt der geplanten Handlung, also während der Druckentlastung des RDB, herrscht erneut eine extreme Streßbedingung. Für die Annahme des Streßlevels wird diese als seit 30 min vorherrschend unterstellt. Die Druckent-

lastung wurde im Verlaufe der seit mehreren Stunden bestehenden Kernaufheizung bei prompten Ausfall der NWA-Systeme letztlich erwartet. Es besteht zweifache personelle Redundanz für die geplanten Handlungen (Kontrolle der automatischen RSS-Auslösung und gegebenenfalls manuelle RSS-Auslösung). Die Kopplung zwischen 1. RF und SL ist schwach, die zwischen 1. RF und 2. RF mittel. Der 2. RF wurde, so hier die Annahme, inzwischen ausgetauscht; jedenfalls ist er als kompetent und gleichwertig mit dem 1. RF anzusehen. Die Fehlerentdeckung (Aktivitätsmeldung Kamin) wird für kurzfristiges Handeln pessimistisch mit 50 % Wahrscheinlichkeit angenommen, bei einfacher Redundanz und schwacher Kopplung zwischen 1. RF und SL. Es ergibt sich als Gesamtbewertung $1 \cdot 10^{-3}$.

Anmerkungen

Es wird die Unterlassung geplanter Handlungen bewertet. Dabei wird auf die Quantifizierung des zulässigen Handlungszeitraumes verzichtet, jedoch ist unter "kurzfristig" der untere Minutenbereich zu verstehen.

5.3.2.7 Kein kurzfristiges Schließen der fälschlich nicht geschlossenen NAL-Schnellschlußklappen eingeleitet

- . im Minutenbereich nach der Druckentlastung des RDB ins RSG (6 h nach spontanem Ausfall der NWA-Systeme)
- . bei ausgefallener automatischer und nicht manuell ausgelöster RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß"

Annahmen zur personellen Redundanz und zum Kopplungsgrad		Bewertungsmodell	Annahme			
Abkürzungen: SL : Schichtleiter 1.RF : 1.Reaktorfahrer 2.RF : 2.Reaktorfahrer 2.RF : Schichtverstärkung L : schwache Kopplung M : mittlere Kopplung H : hohe Kopplung	Bewertungsschema:	SL - bezogener Erfolgsfaktor				
		Fehlerwahrscheinlichkeit p	~1			
		Irrtumsfaktor EF				
		Fehlerwahrscheinlichkeit p ₆₃				

Randbedingungen

Sinngemäß wie bei Handlung 5.3.2.6. Das BHB schreibt nach Druckentlastung und ausgefallener automatischer RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß" explizit nur die Handauslösung dieser Schutzaktion vor.

Situation in der Warte

Wie bei Handlung 5.3.2.6.

Bewertung

Die für die Handlung kritische Randbedingung ergibt sich aus der unterlassenen Handlung 5.3.2.6. Hierdurch ist die Wahrscheinlichkeit für das Nichtschließen der fälschlich nicht geschlossenen NAL-Klappen sehr hoch; sie wird mit $p \sim 1$ angenommen.

Anmerkungen

Es wird die Unterlassung einer in dieser Situation als ungeplant anzusehenden Handlung bewertet. Dabei wird auf die Quantifizierung des zulässigen Handlungszeitraumes verzichtet, jedoch ist unter "kurzfristig" der untere Minutenbereich zu verstehen.

Selbstverständlich kann davon ausgegangen werden, daß der RSG-Abschluß in der Folgezeit ausgeführt wird. Da für die Analyse jedoch konservativ nur ein relativ enges Zeitfenster akzeptiert wird, bleibt ein Schließen der Durchdringungen in der Folgezeit unberücksichtigt.

5.3.2.8 Kein kurzfristiges Schließen der fälschlich nicht geschlossenen NAL-Schnellschlußklappen eingeleitet

- . im Minutenbereich nach der Druckentlastung des RDB ins RSG (6 h nach spontanem Ausfall der NWA-Systeme) und
- . nach automatisch oder manuell ausgelöster RSS-Schutzaktion "RSG-Abschluß"

Annahmen zur personellen Redundanz und zum Kopplungsgrad	
Abkürzungen: SL : Schichtleiter 1.RF : 1.Reaktorfahrer 2.RF : 2.Reaktorfahrer 2.RF : Schichtverstärkung L : schwache Kopplung M : mittlere Kopplung H : hohe Kopplung	Bewertungsschema: <pre>graph LR; SL -- L --> 1RF[1.RF]; 2RF[2.RF] -- M --> 1RF;</pre>

Bewertungsmodell	WASH		
SL - bezogener Erfolgsfaktor	SL 1,0	1.RF 2,0	2.RF 0,5
Fehlerwahrscheinlichkeit P_{50}	$9 \cdot 10^{-4}$		
Irrtumsfaktor EF	7		
Fehlerwahrscheinlichkeit P_{63}	$2 \cdot 10^{-3}$		

Randbedingungen

Wie bei Handlung 5.3.2.4. Definitionsgemäß ist die Bewertung unabhängig von der Art der Auslösung der RSS-Schutzaktion durchzuführen. Daher ist es möglich, diese Handlung in den nachfolgend unter 5.3.3 gezeigten Ereignisbäumen an verschiedenen Stellen erscheinen zu lassen.

Situation in der Warte

Nach erfolgter Auslösung der RSS-Anregung sind fälschlich nicht geschlossene NAL-Klappen wegen der ohnehin verzögerten Aktivitätsabnahme an der Kamin-Meßstrecke nicht so schnell zu entdecken. Auch der langsamer erfolgende Druckaufbau ist für das Personal nur schwer zu interpretieren. Es erfolgt aber die prompte Sicherheitsgefahrenmeldung bei RSS-Schutzanregung "RSG-Abschluß" und bei nicht geschlossenen NAL-Klappen.

Bewertung

Auch hier wird, mit gleicher Begründung wie bei Handlung 5.3.2.4, nur das Erkennen der Meldung bewertet. Ausgehend von der pessimistischen Annahme, daß neben der zu erkennenden Sicherheitsgefahrenmeldung noch 6 weitere gleichwertige Meldungen anstehen, ergibt sich mit einem Faktor für hohen Streß während dynamischer Handlungsabläufe und unter Berücksichtigung zweifacher personeller Redundanz bei schwacher Kopplung zwischen 1. RF und SL sowie mittlerer Kopplung zwischen 1. RF und 2. RF eine Fehlerwahrscheinlichkeit von $9 \cdot 10^{-4}$.

Anmerkungen

Bezüglich des 2. RF gilt die gleiche Annahme wie bei Handlung 5.3.2.6. Bewertet wird eine geplante Handlung.

5.3.2.9 Fälschlicherweise eingeleiteter Druckabbau mit dem NAL-System

- nach erfolgter Druckentlastung des RDB ins RSG (mehr als 6 h nach spontanem Ausfall der NWA-Systeme) und
- nach ordnungsgemäßem RSG-Abschluß

Annahmen zur personellen Redundanz und zum Kopplungsgrad	
Abkürzungen:	Bewertungsschema:
SL : Schichtleiter	
1.RF : 1.Reaktorfahrer	
2.RF : 2.Reaktorfahrer	
2.RF' : Schichtverstärkung	
L : schwache Kopplung	
M : mittlere Kopplung	
H : hohe Kopplung	

Bewertungsmodell	WASH			
SL - bezogener Erfolgsfaktor	SL	1.RF	2.RF	2.RF'
	1,0	0,3	0,2	0,25
Fehlerwahrscheinlichkeit p_{50}	$1 \cdot 10^{-4}$			
Irrtumsfaktor EF	9			
Fehlerwahrscheinlichkeit p_{63}	$2 \cdot 10^{-4}$			

Randbedingungen

Bei Störfällen mit RSG unter Druck wird ein zu frühes Öffnen der NAL-Klappen durch administrative Maßnahmen (ausdrückliche Hinweise im BHB, Schlüsselschalter, gezielte Ausbildung) verhindert. Ausgehend von dieser Annahme kann also nur das versehentliche Öffnen der NAL-Klappen der hier definierten Fehlhandlung entsprechen.

Situation in der Warte

Die Betriebsmannschaft muß nach einer Druckentlastung des RDB in das RSG, insbesondere als Folge einer fortgeschrittenen Kernaufheizung nach Totalausfall der Kühlung, mit einer sehr großen Anzahl von Anzeigen und Meldungen arbeiten. Dies auch wegen der temperaturbeeinflussten Baugruppen der im RDB montierten leittechnischen Systeme. Ein versehentliches Öffnen der NAL-Klappen durch irrtümliches Schalterbetätigen ist daher nicht auszuschließen.

Bewertung

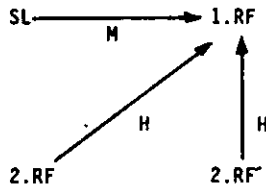
Die Bewertung ist mit derjenigen bei Handlung 5.3.2.1 vergleichbar, sie behandelt hier jedoch nur die Fehlhandlungen Schlüsselausgabe und Schalterbetätigen. Es wird von 1 h nach Beginn einer hohen und fortdauernden Streßbedingung ausgegangen, entsprechend ergibt sich eine geometrische Mittelung des 30 min- und des 2 h-Wertes. Weiterhin wird mehrfache personelle Redundanz angesetzt, außerdem mittlere Kopplung zwischen SL und 2. RF. Da die Schichtmannschaft bereits seit einiger Zeit durch zusätzliches Personal verstärkt wurde und da der betreffende Bereich des Nebenleitstandes (Lüftungsanlagen) in dieser Situation von überdurchschnittlicher Bedeutung ist, wird dort ein Zusatzoperator (2. RF') angenommen. Es besteht bezüglich des Entriegelns und Schaltens an besonders separierten Schaltern zwischen dem SL und dem Zusatzoperator schwache Kopplung. Für den Zusatzoperator wird von 30 min nach Beginn einer extremen und fortdauernden Streßbedingung ausgegangen. Da bereits bei Verlassen der Geschlossen-Stellung der ersten NAL-Klappe die Sicherheitsgefahrenmeldung erfolgt, muß realistischerweise bezüglich der Betätigung der zweiten Klappe auch der 1. RF berücksichtigt werden, und zwar werden 10 % Fehlerwahrscheinlichkeit für Nichterkennen und Unterlassen eines verbalen Interrupts angenommen (Kurzzeithandlung, Wert liegt zwischen den Werten für schwache bzw. mittlere Kopplung, 8 % bzw. 17 %). Es ergibt sich $1 \cdot 10^{-4}$.

Anmerkungen

Als ungeplante Handlungen werden Ausgabe falscher Schlüssel und Schalten falscher Schalter am falschen Pult bewertet; als geplante Handlungen das Beobachten des Zusatzoperators und die Reaktion des 1. RF auf die Sicherheitsgefahrenmeldung. Nicht bewertet wird das Beobachten und Reagieren des Schichtleiters, da es sich hier um den Kurzzeitbereich handelt.

5.3.2.10 Keine kurzfristigen Gegenmaßnahmen eingeleitet zur Beendigung des fälschlicherweise eingeleiteten Druckabbaus gemäß Handlung 5.3.2.9

. 60 s nach Handlung 5.3.2.9

Annahmen zur personellen Redundanz und zum Kopplungsgrad		Bewertungsmodell				
Abkürzungen: SL : Schichtleiter 1.RF : 1.Reaktorfahrer 2.RF : 2.Reaktorfahrer 2.RF' : Schichtverstärkung L : schwache Kopplung M : mittlere Kopplung H : hohe Kopplung		Bewertungsschema: 				
		SL - bezogener Erfolgsfaktor	SL	1.RF	2.RF	2.RF'
			1,0	1,3	0,6	0,6
		Fehlerwahrscheinlichkeit p_{50}	$5 \cdot 10^{-2}$			
		Irrtumsfaktor EF	9			
		Fehlerwahrscheinlichkeit p_{63}	$1 \cdot 10^{-1}$			

Randbedingungen

Diese Handlung ist im Anschluß an die Handlung 5.3.2.9 zu sehen. Es genügt bereits das Schließen einer der beiden NAL-Klappen. Die Gegenmaßnahmen sind im BHB beschrieben und mithin bekannt.

Situation in der Warte

Wie bei Handlung 5.3.2.9. Der Druckabbau ist neben den Druckanzeigen in erster Linie an der Sicherheitsgefahrenmeldung zu erkennen. Das kurzfristige Ansprechen der Aktivitätsmeßstellen wird nicht angenommen.

Bewertung

Kritisch ist hier nur die relativ kurze Frist von 60 s. Die Gegenmaßnahme an sich besteht in der Einleitung des Schließbefehls für mindestens eine Klappe. Es wird eine Zeit zwischen 5 min und 30 min nach Beginn einer extremen und fortdauernden Streßbedingung angenommen. Bei mehrfacher personeller Redundanz werden zwischen 1. RF und SL mittlere Kopplung und zwischen 1. RF und 2. RF sowie Zusatzoperator starke Kopplung angenommen. Die Rechnung erbringt den Wert $5 \cdot 10^{-2}$.

Anmerkungen

Bei längeren Fristen reduziert sich die Wahrscheinlichkeit unterlassener Gegenmaßnahmen durch größeren Personenkreis und insbesondere durch geringeren Streßeinfluß sehr stark. Es wird angenommen, daß letztlich Gegenmaßnahmen erfolgen. Eine Bewertung erfolgt nicht, da die Studie aus konservativen Gründen nur den Kurzzeitbereich in Ansatz bringt.

Bewertet wird eine kurzfristig zu erfolgende geplante Handlung.

5.3.2.11 Administrative Freigabe der gezielten Druckentlastung über das NAL-System erfolgt nicht oder nicht rechtzeitig

- . nach erfolgter Druckentlastung des RDB ins RSG (mehr als 6 h nach spontanem Ausfall der NWA-Systeme)

Annahmen zur personellen Redundanz und zum Kopplungsgrad		Bewertungsmodell	Annahme			
Abkürzungen:	Bewertungsschema:	SL - bezogener Erfolgsfaktor				
SL : Schichtleiter		Fehlerwahrscheinlichkeit p_{50} / p	0,1 / ∞ 1			
1.RF : 1.Reaktorfahrer		Irrtumsfaktor EF	10 / -			
2.RF : 2.Reaktorfahrer		Fehlerwahrscheinlichkeit p_{63}				
2.RF' : Schichtverstärkung						
L : schwache Kopplung						
M : mittlere Kopplung						
H : hohe Kopplung						

Randbedingungen

Die gezielte Druckentlastung des RSG über das NAL-System in die Atmosphäre (nach ca. 30 Tagen beim Druckentlastungs-Störfall, GaU), ist zwar auslegungsgemäß genehmigt, jedoch wegen der Koordination mit externen Maßnahmen nur im Einverständnis mit der Genehmigungsbehörde zulässig.

Durch die gezielte Druckentlastung während des hier unterstellten Kernaufheizstörfalls nach Ausfall der gesamten Kühlung kann der Zeitpunkt des frühen RSG-Versagens (4,5 bis 7 Tage) hinausgeschoben werden, u.U. ist es dann sogar auszuschließen. Daher besteht, erfolgt die gezielte Druckentlastung bald nach dem RDB-Druckabbau, nur eine minimale Aktivitätsfreisetzung, bezogen auf spätere Zeitpunkte.

Die Aussage "nicht rechtzeitig" ist nicht eindeutig an bestimmte Zeitpunkte gebunden, abgesehen vom ständig steigenden Aktivitätsinventar und vom Zeitpunkt des frühen RSG-Überdruckversagens.

Bewertung

Es ist nicht möglich, eine Bewertung unter Rückgriff auf die verfügbaren Modelle WASH und AIPA durchzuführen, da es sich hier um ungeplante Handlungen dreht, an deren Bewältigung - und hier liegt die eigentliche Schwierigkeit - auch externe Stellen (Behörden etc) entscheidend beteiligt sind. Daher werden hier für die administrative Freigabe zwei Annahmen getroffen.

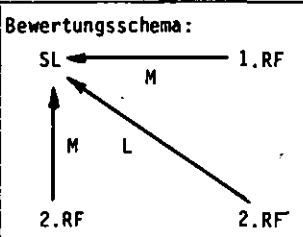
Anmerkungen

In der Studie wird mit dem Wert $p \sim 1$ gerechnet, d.h. die Freigabe zur gezielten Druckentlastung wird als nicht oder nicht rechtzeitig erteilt angesehen. Die Gründe hierfür sind folgende:

- Das NAL-System ist nicht für diesen Anwendungsfall ausgelegt (hohe Drücke, starke Filtererhitzung),
- die 6 bis 7 Stunden nach Störfallbeginn durchzuführenden Maßnahmen sind nicht geplant, einschließlich der Folgemaßnahmen außerhalb und innerhalb des Anlagengebäudes
- Fragen der Verantwortbarkeit (Spaltprodukteeinschluß ist in diesem Zeitbereich noch nicht gefährdet, Entwicklungstrend der Anlagensituation einschließlich des RSG-Zustandes ist nicht eindeutig, Situation außerhalb der Anlage ist u.a. ungünstig und kann kurzfristig nicht geändert werden) und der Verantwortlichkeit sind in diesem Zeitbereich noch nicht geklärt.

5.3.2.12 Fehlerhafte Durchführung der freigegebenen gezielten Druckentlastung über das NAL-System, einschließlich des nicht rechtzeitig eingeleiteten Schließens der NAL-Klappen

- nach erfolgter Druckentlastung des RDB ins RSG (mehr als 6 h nach spontanem Ausfall der NWA-Systeme) und
- 60 s nach Erreichen der Vorgaben für die Beendigung der Druckentlastung

Annahmen zur personellen Redundanz und zum Kopplungsgrad		Bewertungsmodell				
Abkürzungen:		WASH				
SL	: Schichtleiter	SL	1.RF	2.RF	2.RF	
1.RF	: 1.Reaktorfahrer	1,0	0,2	0,2	0,4	
2.RF	: 2.Reaktorfahrer					
2.RF	: Schichtverstärkung					
L	: schwache Kopplung					
M	: mittlere Kopplung					
H	: hohe Kopplung					
Bewertungsschema:		Fehlerwahrscheinlichkeit p_{50}				
		Irrtumsfaktor EF				
		Fehlerwahrscheinlichkeit p_{63}				
		1 · 10 ⁻⁴				
		10				
		2 · 10 ⁻⁴				

Randbedingungen

Obwohl die Studie von der Annahme ausgeht, daß die gezielte Druckentlastung nicht erfolgt, wird dennoch nachstehend die Bewertung einer freigegebenen gezielten Druckentlastung durchgeführt. Dies entspricht der einleitend angeführten Absicht, im Abschnitt 5.3 alle möglichen Personalhandlungen geschlossen darzustellen, ungeachtet der resultierenden äußerst geringen Fehlerwahrscheinlichkeiten, erkennbar in den nachfolgend unter 5.3.3 gezeigten Ereignisbäumen.

Beim Einleiten der Druckentlastung können keine irreversiblen Bedienungsfehler erfolgen; da die erforderlichen Handlungen einfach sind, können auch keine zeitbezogenen Fehler unterstellt werden. Es ist lediglich davon auszugehen, daß nach Erreichen der Randbedingungen für das Beenden der genehmigten Druckentlastung mindestens eine der beiden NAL-Klappen nicht rechtzeitig geschlossen wird.

Situation in der Warte

Die durchzuführenden Handlungen sind ihrer Art nach im BHB beschrieben, die besonderen Gegebenheiten sind in der schriftlich vorliegenden Freigabe berücksichtigt. Außerdem erfolgte eine eingehende Besprechung der Betriebsleitung mit der ausführenden Schichtmannschaft, mithin gelten alle zu bewertenden Maßnahmen als geplante Handlungen.

Der Ablauf der Druckentlastung ist u.a. an den Anzeigen von RSG-Druck und Abgabe-Dosis bzw. Abgabe-Rate (Hilfsanlagegebäude bzw. Kamin) erkennbar. An diesen Anzeigen ist auch die erfolgreiche Beendigung der Druckentlastung nach Klappenschließen rechtzeitig erkennbar.

Bewertung

Nur das Unterlassen von Maßnahmen zum rechtzeitigen Schließen von mindestens einer Klappe wird bewertet. Als Handlungsspielraum wird eine Zeit von 60 s angesetzt. (Es ist nicht wahrscheinlich, daß die Maßnahmen zum Klappenschließen auf Dauer unterlassen werden.) Verzögerungsfrei kann das erfolgreiche Schließen nur an der Stellungsmeldung der Klappen erkannt werden. Diese Meldung ist sowohl am Nebenleitstand als auch am Hauptleitstand verfügbar; ebenso die Meßwertanzeigen der zum Erkennen des erfolgreichen Beendens der Druckentlastung erforderlich physikalischen Größen. Es besteht bei mehrfacher personeller Redundanz zwischen SL und 1. RF mittlere Kopplung, ebenso zwischen SL und 2. RF. Außerdem wird zwischen SL und einer weiteren kompetenten Person eine schwache Kopplung angenommen. Bei der Annahme des Streßlevels wird von 1 h nach Beginn einer extremen und fortdauernden Streßbedingung ausgegangen. Die Fehlerwahrscheinlichkeit ergibt sich zu $1 \cdot 10^{-4}$.

Anmerkungen

Angenommen wird, daß die Entscheidung zum Beenden der Druckentlastung rechtzeitig vor Beginn des Handlungsspielraumes (60 s) gefaßt wird. Da die zum Erkennen der Sachlage erforderlichen Parameter sich nicht schnell ändern, ist diese Annahme berechtigt.

Entsprechend der vorstehenden Darstellung der Situation in der Warte wird hier eine geplante Handlung bewertet.

5.3.3 Gesamtdarstellung der Handlungen

Bild 3 zeigt anhand von drei Teil-Ereignisbäumen die bewerteten Handlungen in ihrer gegenseitigen Verknüpfung. Als signifikante Fehlerpfade treten lediglich F1, F4 und F5 auf. Die Fehlerwahrscheinlichkeiten P_{50} bzw. P_{63} und die Irrtumsfaktoren EF werden auch hier unter Anwendung einer Monte-Carlo-Routine (Programm STREUSL) ermittelt.

- a) Die größte Wahrscheinlichkeit p_{63} dafür, daß kurzzeitig nach der Druckentlastung des RDB die NAL-Abschlußklappen durch Personalverschulden (noch) offen sind, beträgt $4 \cdot 10^{-8}$ (Pfad a); Personalaspekte bezüglich des ordnungsgemäßen RSG-Abschlusses brauchen zu diesem Zeitpunkt also nicht berücksichtigt werden.
- b) Die Wahrscheinlichkeit p_{63} für einen Druckabbau des RSG über die durch Fehlhandlungen geöffneten NAL-Klappen und für Unterlassen des kurzfristig (60 s) eingeleiteten Schließens von wenigstens einer der beiden hintereinander liegenden Klappen beträgt $3 \cdot 10^{-5}$. Obwohl dieser Wert in der Analyse Berücksichtigung findet, ist anzumerken, daß die Fehlerwahrscheinlichkeit mit zunehmender Zeit weiter absinkt (Pfad b).
- c) Eine geplant eingeleitete Druckentlastung des RSG über das NAL-System wird nur während genau festgelegter Randbedingungen durchgeführt. Sind diese nicht mehr erfüllt, ist der Entlastungsweg unverzüglich zu schließen. Die Wahrscheinlichkeit p_{63} für nicht kurzfristig (60 s) eingeleitete Schließmaßnahmen beträgt $2 \cdot 10^{-4}$ (Pfad c). Es gilt der Hinweis, daß die korrekte Einhaltung des Zeitpunktes relativ unbedeutend ist und die Fehlerwahrscheinlichkeit mit zunehmender Zeit sehr schnell auf vernachlässigbare Werte absinkt.

5.4 Personalhandlungen im Zusammenhang mit der Beseitigung potentieller Zündquellen

5.4.1 Vorbemerkungen

Bei Störfallsequenzen, die in eine Kernaufheizung münden, wird der Zeitpunkt beginnender, nennenswerter Betonzersetzung nach Ausfall der Nachwärmeabfuhr wesentlich vom Ausfallzeitpunkt des Linerkühlsystems beeinflusst.

Je nach Störfallsequenz ergeben sich verschiedene Randbedingungen /20, 21/:

Störfallsequenz	Linerausfall, nach etwa	Betonzersetzung ab etwa	Zündfenster zwischen etwa
Notstromfall, unbeherrscht	0 h	40 h	90 ... 130 h
Ausfall HaKS, spontan Ausfall HiKS	95 h	105 h	135 ... 175 h
Ausfall HaKS, verzögert Ausfall HiKS	jeweils 10 h verzögert gegenüber spontan		

Die beim Zünden des ins RSG ausgetretenen Gasgemisches entstehenden Drücke können ein frühes RSG-Überdruckversagen bedingen. In der Studie wird bei vorhandenen Zündquellen zwingend auch Zündung angenommen. Also gilt es, die möglichen Zündquellen zu beseitigen.

Aufgrund von experimentellen Untersuchungen erscheint die Annahme, die erforderliche Zündenergie, für Knallgas minimal 20 µJ, sei unter den im RSG gegebenen Bedingungen etwa 20 J, berechtigt. Somit reduziert sich die Anzahl potentieller Zündquellen beträchtlich.

Von außerhalb des RSG sind direkt nur elektrische Zündquellen (Schaltfunken, etc) abschaltbar. Die nachfolgend dargestellten und bewerteten Personalhandlungen beziehen sich ausschließlich auf das gezielte Abschalten der Elektroversorgung bestimmter Systeme und Lastgruppen.

Ausgeführt werden die Abschaltmaßnahmen von den entsprechenden Fachkräften der Betriebsabteilung, also von E-Meistern und E-Facharbeitern der Schichtmannschaft. Allerdings sind sie während der Zeit dieser Arbeitsausführungen nicht zwingend Mitglied der normalen Schicht. Sie verfügen sowohl über die erforderlichen fachlichen Detailkenntnisse als auch, nach Freigabe der Handlungen, über die erforderliche Kompetenz zur Ausführung der Schaltmaßnahmen.

Die Abschaltmaßnahmen erfolgen nach einer schriftlich vorliegenden und mit allen erforderlichen Detailinformationen versehenen Arbeitsvorgabe. Diese Vorgaben in ihrer Gesamtheit werden ebenfalls von Fachkräften der Betriebsabteilung, und zwar von E-Ingenieuren, E-Technikern sowie u.U. von E-Meistern, erstellt. Es ist sehr wahrscheinlich, daß auch Fachkräfte der technischen Abteilungen assistieren.

Koordiniert wird die Gesamtabwicklung von der E-Betriebsleitung, dies in enger Abstimmung mit dem schichtführenden Blockführer (Schichtleiter).

Da es keine vorbereiteten Vorgaben über Art und Umfang der zu ergreifenden Abschaltmaßnahmen gibt, ist als kritische Größe in erster Linie die verfügbare Zeit anzusehen, obwohl angenommen wird, daß die Ausführung der ersten Abschaltmaßnahmen bereits relativ frühzeitig, jedenfalls jedoch vor Beenden der letzten Vorgabenerstellungen erfolgt.

Der unbeherrschte Notstromfall in den ersten 30 h nach Störfallbeginn und Energierückkehr in den anschließenden Stunden stellt für die auszuführenden Handlungen die zeitkritische Störfallsequenz dar. Dies umsomehr, als in den ersten 30 h die Hauptaktivitäten der meisten E-Fachkräfte auf die Energiebereitstellung ausgerichtet sind. Nähere Einzelheiten zur Situation der dunklen Anlage sowie den Handmaßnahmen zur Energiebereitstellung und zum schrittweisen Aufschalten der einzelnen Systeme werden bei der Beschreibung von Personalhandlungen im Notstromfall, Abschnitt 5.5 dieses Fachbandes, gegeben.

Die Anwendung des AIPA-Modells zur Bewertung von untrainierten Handlungen ist im Prinzip nicht ausgeschlossen. Bei der hier vorliegenden Situation ist im Rahmen der verfügbaren Zeit von einer verschachtelten Teamarbeit zwischen Arbeitsvorgabe, Arbeitsausführung und Arbeitskontrolle auszugehen. Kritisch sind also in erster Linie die Handlungen gegen Ende der verfügbaren Zeit. Es ist daher leicht einzusehen, daß die für das Modell zu definierenden, erforderlichen Zeiten MTOR in diesem Falle nicht direkt aus der Praxis ableitbar sind. Sie könnten zwar, wie beim AIPA-Modell üblich, durch eine Expertenbefragung ermittelt werden. Da jedoch auch für die Experten kein in vielerlei Hinsicht auf die hier zu bewertende Situation gültiger Praxisbezug möglich ist, würde das Befragungsergebnis mit so großer Streuung behaftet sein, daß bei Modellanwendung die Aussage letztlich als nicht vertretbar erscheinen würde. Aus diesem Grunde wurde bei keiner der hier zu bewertenden Handlungen mit dem AIPA-Modell gearbeitet.

Beim WASH-Modell werden in erster Linie Daten für Handlungen des Betriebspersonals angeboten. Da diese Handlungen in allen Anlagenphasen auftreten können, ist auch der Störfallbereich mit abgedeckt. Wichtig bei diesen Daten ist jedoch die Annahme, daß immer, insbesondere bei verlangten Handlungen, Anweisungen vorliegen und die Handlungen als trainiert anzusehen sind. Vergleichbares gilt auch für einfachere Arbeiten bei Wartung, Reparatur, Prüfung und Kalibrierung. Das WASH-Modell bietet jedoch im Bereich der handlungsorientierten Daten, sowohl für die Erstellung der Arbeitsvorgaben als auch für die Arbeitsausführung nach Vorgabe, keine Werte für untrainierte und von Spezialisten auszuführende Handlungen an. Dagegen sind die zeit- und streßorientierten Richtwerte für die Bewertungen des Vorgabenerstellens und der Abschaltmaßnahmen geeignet und wurden hierzu auch herangezogen.

Die beiden Modelle sind nicht zur Bewertung von Entscheidungen geeignet; daher wurde die Wahrscheinlichkeit, mit der die Vorbereitungen zur Zündquellenbeseitigung verspätet eingeleitet werden, bzw. mit der nicht beeinflussbare Zündquellen im RSG verbleiben, abgeschätzt. Die Wahrscheinlichkeiten der unterlassenen bzw. erfolglosen Korrektur werden ebenfalls abgeschätzt (zwei Gruppen, $7 \cdot 10^{-1}$ bzw. $4 \cdot 10^{-1}$).

Bei jeder bewerteten Handlung wird sowohl die Fehlerwahrscheinlichkeit der Ausführung als auch die Wahrscheinlichkeit nicht erfolgreicher Fehlerkorrektur in Ansatz gebracht; weiterhin wird für Ausführung sowie für Fehlerentdeckung und Korrektur personelle Redundanz angenommen. Diese Vorgehensweise deckt sich mit der beim WASH-Modell praktizierten.

Die angegebenen Wahrscheinlichkeitswerte sind stets Medianwerte. Der Basiswert des Irrtumsfaktors EF wird, dem WASH-Modell folgend, mit 3 angesetzt. Bei relativ großen Schätzwerten wird der Irrtumsfaktor so gewählt, daß sich für das 95. Perzentil kein Wert deutlich über 1 ergibt.

Die beiden Bewertungsteile werden durch ein logisches UND verknüpft. Die sich für die bewerteten Handlungen ergebenden Fehlerwahrscheinlichkeiten P_{50} sind mit Irrtumsfaktoren von 1,3 bis 8 behaftet. Dies ist abweichend von der generellen Aussage in der Studie, nach der Personalhandlungen mit dem Faktor 10 behaftet sind. Diese Abweichung ist berechtigt im Hinblick auf die hier anderen Randbedingungen (Handlungen im Langzeitbereich und relativ hohe Fehlerwahrscheinlichkeiten).

Im nachfolgenden Bild 4 sind die Zeitpunkte zusammengestellt, die bei der Bewertung der Personalhandlungen genannt werden; sie sind durch das Symbol "⊗" markiert.

Die Bewertung der Vorgabenerstellung und der Abschaltmaßnahmen erfolgt unter den Annahmen, daß die Handlungen von einem 3 Personen starken Team ausgeführt werden und daß der Grundwert der Fehlerwahrscheinlichkeit für eine Handlungseinheit (Aufgabe definieren bzw. Abschaltmaßnahme ausführen) $1 \cdot 10^{-2}$ beträgt, entsprechend dem Wert des WASH-Modells für einige Stunden bei hohem Streß.

Das nachfolgende Bild 5 zeigt, bei verschiedenen Kopplungsgraden zwischen den Personen, die Abhängigkeit der Fehlerwahrscheinlichkeit P_{50} von der Handlungshäufigkeit. Da alle auszuführenden Handlungen erfolgreich sein müssen, steigt die Fehlerwahrscheinlichkeit mit der Handlungshäufigkeit.

Die eingerahmten Werte der Fehlerwahrscheinlichkeit P_{50} gelten für die nachfolgend dargelegte Bewertung der Personalhandlungen. Der Arbeitsumfang (Handlungshäufigkeit) wird dabei mit 300 voneinander unabhängig auszuführenden Handlungseinheiten angenommen. Aus Bild 5 ist zu entnehmen, daß der Kurvenverlauf sich mit steigender Handlungshäufigkeit zunehmend abflacht.

Die Stärke, mit der die zweifache personelle Redundanz angekoppelt wird, erfährt ihre Berücksichtigung durch den Kopplungsgrad (siehe Tabelle 1 b in Abschnitt 3.2). Bild 5 zeigt auch auf, daß der Kurvenverlauf sich mit steigendem Kopplungsgrad zunehmend abflacht. Für die Bewertung werden die Kopplungsgrade "niedrig, mittel" bzw. "mittel, mittel" angenommen.

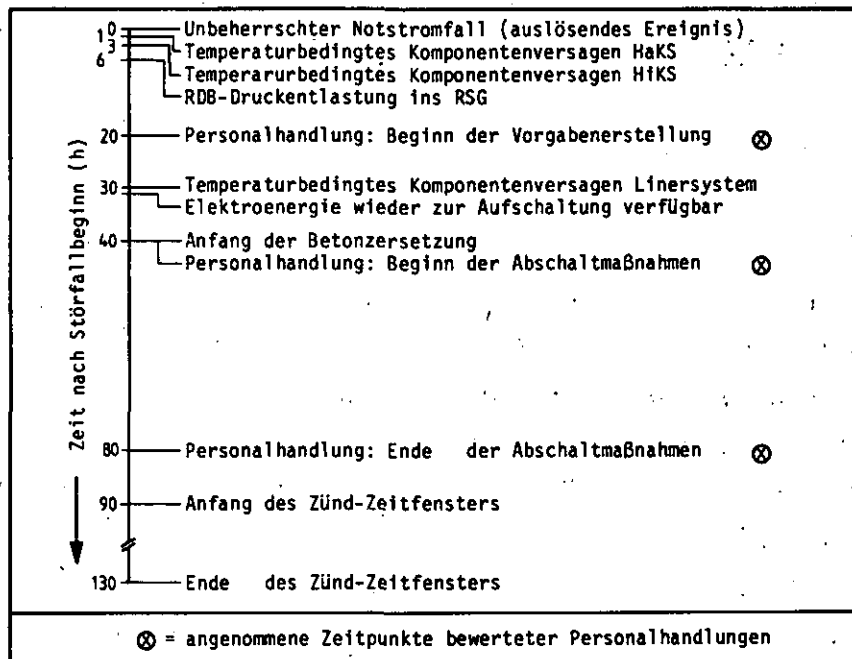


Bild 4 : Graphische Darstellung der in der Bewertung der Personalhandlungen angeführten Zeitpunkte

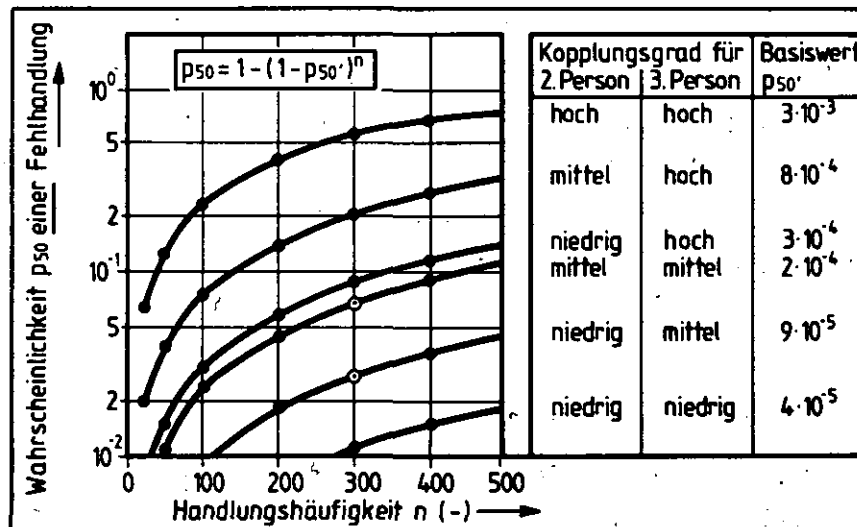


Bild 5 : Fehlerwahrscheinlichkeit p_{50} in Abhängigkeit von der Handlungshäufigkeit, bei verschiedenen Kopplungsgraden

5.4.2 Einzeldarstellung und Bewertung der Handlungen

5.4.2.1 In den ersten 20 h nach Störfallbeginn sind keine Handlungen auf die Beseitigung von Zündquellen ausgerichtet.

$p \sim 1$ (Annahme)

Randbedingungen

Nach einer RESA orientieren sich die ersten Handlungen weitgehend an Standardprozeduren und liegen durchaus im Zeitbereich < 30 min. Je nach Störfallsequenz werden entsprechende weitere Handlungen folgen. Im unbeherrschten Notstromfall sind auch die unterbrechungslosen Notstromschienen spätestens nach 1 h spannungslos. Nach dieser Zeit besteht für die Schichtmannschaft keinerlei Möglichkeit mehr, über leittechnische Einrichtungen Prozeßinformationen zu erhalten oder von der Warte aus Einfluß auf den Prozeß ausüben zu können. Soweit eine Einflußnahme erforderlich wäre, müßte sie vor Ort durch Handbetätigung von Armaturen erfolgen. Darüber hinaus werden sich die meisten Anstrengungen auf die Energierückgewinnung konzentrieren.

Bewertung

Erst ab etwa 20 h nach Beginn der Kernaufheizung werden frühestens Handlungen zur Zündquellenbeseitigung unternommen. Diese Annahme erscheint im unbeherrschten Notstromfall berechtigt, da ja alle Anstrengungen der Fachkräfte des E-Bereichs zunächst ausschließlich auf die Beendigung des unbeherrschten Notstromfalls ausgerichtet sind. Ziel ist dabei insbesondere, nachdem 1 h nach Störfallbeginn das HaKS nicht mehr verfügbar ist und nach 3 h nicht mehr das HiKS, wenigstens bis 30 h noch das Linerkühlsystem in Betrieb nehmen zu können.

Anmerkungen

Auch wenn es erst nach 30 h gelingen sollte, die elektrische Energieversorgung wieder zu erhalten, wird man diese wegen der Leittechnik aufschalten. Somit sind, obwohl der unbeherrschte Notstromfall im Zeitbereich > 20 h noch besteht, rechtzeitige Handlungen zur Zündquellenbeseitigung erforderlich.

5.4.2.2 Durch verspätet eingeleitete Vorbereitungen zum Beseitigen abschaltbarer elektrischer Zündquellen verbleibt mindestens eine beeinflussbare Zündquelle im RSG.

$$P_{50} = 4 \cdot 10^{-2} / EF = 7 \quad (\text{Annahme})$$

Randbedingungen

Etwa drei bis vier Stunden nach Störfallbeginn, hier also des unbeherrschten Notstromfalls, hat sich eine anlageninterne "Notfall-Lenkungsgruppe" etabliert, in allen Positionen mit Angehörigen des höheren Managements besetzt und vom Leiter der Anlage geführt. Von der Warte oder einem geeigneten Nebenraum aus, verfügt diese Gruppe über Kommunikationsverbindungen zu allen erforderlichen Stellen innerhalb und außerhalb der Anlage. Sie veranlaßt und koordiniert durch ihre entsprechenden Mitglieder alle laufenden und zukünftigen Maßnahmenpakete innerhalb der Anlage.

Nach ca. 20 h sollte, obwohl die Bemühungen zur Energierückgewinnung unvermindert betrieben werden, bereits die Einleitung von zündquellenbeseitigenden Maßnahmen entschieden und in Angriff genommen werden.

Bewertung

Wenn nach ca. 1 h die Batterien erschöpft sind und mithin nach 3 h auch das HiKS durch Komponentenversagen bleibend ausfällt, steht der endgültige Verlust der NWA fest. (Handmaßnahmen außerhalb der Warte zur Energierückgewinnung und Umschaltung auf die einzelnen Lastgruppen werden in der Studie für die ersten 3 h völlig verneint, s. Pkt. 5.5). Nachdem nach ca. 20 h immer noch keine elektrische Energie verfügbar ist, wird der Verlust des Liner Kühlsystems, und mithin der Beginn des Zündfensters nach 90 h, immer wahrscheinlicher. Wenn das Maßnahmenpaket zur Zündquellenbeseitigung zu spät gestartet wird, können sich hierdurch im Bereich der Arbeitsvorgabe und insbesondere der Arbeitsausführung vor Ort entscheidende Auslassungen ergeben. Es wird die Wahrscheinlichkeit der verspätet eingeleiteten Arbeitsaufnahme mit $5 \cdot 10^{-2}$ ($EF = 7$) abgeschätzt, mit $7 \cdot 10^{-1}$ ($EF = 1,5$) der hierdurch bedingte Zündquellenverbleib.

Anmerkungen

Die Erstellung von Vorgaben für die Abschaltmaßnahmen ist völlig unabhängig von einer u.U. erforderlichen behördlichen Zustimmung zur Durchführung bestimmter Maßnahmen. Bei später Fertigstellung der Vorgaben bzw. spätem Beginn der Abschaltmaßnahmen kann zwar durch verstärkte Anstrengungen der Ausführenden eine gewisse

Kompensation erreicht werden; da dies jedoch unter hohem Zeitdruck erfolgt, kann sich leicht ein erhöhter Streßlevel einstellen. Daher wird diesen Anstrengungen nur ein Kredit von 30 % eingeräumt.

5.4.2.3 Durch unvollständige Arbeitsvorgaben zur Beseitigung abschaltbarer elektrischer Zündquellen verbleibt mindestens eine beeinflussbare Zündquelle im RSG.

$$P_{50} = 2 \cdot 10^{-2} / EF = 7 \quad (\text{WASH-Modell, Annahme})$$

Randbedingungen

Wenn zu einem Zeitpunkt > 30 h die elektrische Energie wieder verfügbar ist und auf die Notstromschienen sowie u.U. auch auf die Eigenbedarfsschienen aufgeschaltet wird, erfolgt zunächst noch keinerlei Versorgung irgendwelcher Verbraucher. Erst müssen die unterbrechungslosen Notstromschienen, das Reaktorschutzsystem und die Rechneranlage aktiviert werden. Nach und nach erfolgen dann erst die Zuschaltungen auf der Steuer- und Antriebsebene.

Die elektrischen Verbraucher im RSG sind, soweit sie von sicherheitstechnischem Belang sind, in Ex-Ausführung¹⁾ ausgelegt und überstehen auch die Druck- und Temperaturbelastung während der RDB-Druckentlastung. Diese Verbraucher stellen also keine potentiellen Zündquellen dar und können aus dieser Sicht im Zuge der Energierückführung bedenkenlos auf die entsprechenden Stromschienen aufgeschaltet werden. Ziel dieser Maßnahmen ist es, der Schichtmannschaft nach Aufschalten des RSS wieder Anlageninformationen in die Warte zu übermitteln und ihr im Rahmen des Durchführbaren die Möglichkeit zu geben, gezielten Einfluß auf die Anlage ausüben zu können.

Bewertung

Die Arbeitsvorgaben zur Zündquellenbeseitigung müssen ohne direkte Vorlage erstellt werden; es muß im Einzelfall die Auswirkung einer möglichen Vermaschung zwischen ex-geschützten und anderen Verbrauchern überprüft werden. Die Wahrscheinlichkeit unvollständiger Arbeitsunterlagen wird mit $3 \cdot 10^{-2}$ (EF = 7) bewertet; mit $7 \cdot 10^{-1}$ (EF = 1,5) resultiert hieraus, trotz wiederholter Nachkontrollen, ein Zündquellenverbleib.

Anmerkungen

Nach 90 h beginnt das Zeitfenster für die Zündfähigkeit des Gas/Luft-Gemisches

¹⁾ explosionsgeschützt; auch bei innerer Funkenbildung kann durch Abkapselung oder Energiebegrenzung keine Zündung in der umgebenden Atmosphäre eingeleitet werden.

im RSG. Wenn nach 80 h die Maßnahmen zur Zündquellenbeseitigung in der Anlage abgeschlossen sein sollen, stehen für die Erstellung der letzten Vorgabe ca. 60 h zur Verfügung. Es werden ein dreiköpfiges Team (E-Ingenieur, E-Techniker und E-Meister) sowie niedrige bzw. mittlere Kopplung angenommen. Die Fehlerwahrscheinlichkeit wird dem Bild 5 entnommen. Während der Vorgabenerstellung erfolgen auch Nachkontrollen. Hierbei wird zwar personelle Redundanz angenommen, trotzdem wird die Erfolgswahrscheinlichkeit nur mit 30 % in Ansatz gebracht.

5.4.2.4 Durch fehlinterpretierbare Arbeitsvorgaben zur Beseitigung abschaltbarer elektrischer Zündquellen verbleibt mindestens eine beeinflussbare Zündquelle im RSG.

$$P_{50} = 2 \cdot 10^{-2} / EF = 8 \quad (\text{WASH-Modell, Annahme})$$

Randbedingungen

Die Abschaltmaßnahmen werden durch E-Fachkräfte ausgeführt. Fehlhandlungen durch falsch interpretierte Arbeitsvorgaben gehen praktisch vollständig zu Lasten der Vorgabenerstellung.

Bewertung

Die Wahrscheinlichkeit, durch mangelnde Güte der Vorgaben Fehler bei der Zündquellenbeseitigung zu verursachen, wird durch die hohe Qualifikation des vorgebenden bzw. ausführenden Personals drastisch reduziert. Unter Berücksichtigung der Umstände wird die Wahrscheinlichkeit der Fehlinterpretierbarkeit mit $5 \cdot 10^{-2}$ ($EF = 7$) angenommen, mit $4 \cdot 10^{-1}$ ($EF = 2,5$) wird durch unterlassene oder erfolglose Korrektur seitens des vorgebenden oder ausführenden Personals ein hierdurch bedingter Zündquellenverbleib eingeschätzt.

Anmerkungen

Die Praxis zeigt, daß Arbeitsvorgaben viel eher mißverständlich als unvollständig sind. Daher wird als Wahrscheinlichkeit für Fehlinterpretationen der doppelte Wert der Wahrscheinlichkeit für Auslassungen, basierend auf WASH-Modell, angenommen.

Die ausgeführten Arbeiten werden auch von der Vorgabegruppe kontrolliert. Von dieser Annahme geht die Bewertung aus. Berechtigt erscheint diese Annahme durch den zunehmend geringeren Arbeitsumfang der Vorgabegruppe bezüglich der Vorgabenerstellung zur Zündquellenbeseitigung. Die Berücksichtigung personeller Redundanz ist auch dann ansetzbar, wenn in ständig steigendem Maße für diese Gruppe Beschäftigung mit neuen Arbeitsthemen unterstellt wird.

5.4.2.5 Durch Fehler bei der Beseitigung abschaltbarer elektrischer Zündquellen verbleibt mindestens eine beeinflussbare Zündquelle im RSG.

$$P_{50} = 3 \cdot 10^{-2} / EF = 8 \quad (\text{WASH-Modell, Annahme})$$

Randbedingungen

Die Beseitigung der Zündquellen soll ca. 80 h nach Störfallbeginn abgeschlossen sein. Unter der Annahme, die Beseitigung der Zündquellen beginnt nach etwa 40 h, stehen für die Maßnahmen vor Ort ca. 40 h zur Verfügung. Da die Arbeiten immer erst nach Fertigstellung der jeweiligen Vorgaben ausgeführt werden, und da in dieser Zeit sicherlich auch noch andere Arbeiten durch das E-Fachpersonal zur Erledigung anstehen, kann von einer Beseitigung der Zündquellen unter mittlerem Zeitdruck ausgegangen werden.

Nach 6 h ereignet sich die Druckentlastung des RDB ins RSG. Bedingt durch RSG-Leckagen muß mit fortschreitender Zeit im Anlagenbereich mit erhöhter Luftaktivität gerechnet werden. Da in den Räumen, in denen die Arbeiten auszuführen sind, diese Aktivität nur über die von den Eigenbedarfsschienen versorgten Lüftungsanlagen abgebaut werden könnte, muß bei den Arbeiten wahrscheinlich schweres Atemschutzgerät getragen werden.

Bewertung

Durch Arbeiterschwernisse und Zeitdruck ergeben sich physiologische und psychologische Streßsituationen. Die Arbeiten finden im Zeitbereich 40 h bis 80 h statt. Sowohl bei der Arbeit als auch bei der Kontrolle wird personelle Redundanz angenommen. Die Fehlerwahrscheinlichkeit wird mit $7 \cdot 10^{-2}$ (EF = 7) bewertet, trotz Kontrollen besteht zu $4 \cdot 10^{-1}$ (EF = 2,5) ein Zündquellenverbleib.

Anmerkungen

Es werden ein dreiköpfiges Team (E-Meister, 2 Elektriker) sowie mittlere Kopplung angesetzt; die Fehlerwahrscheinlichkeit wird dem Bild 5 entnommen. Den erschwerenden Arbeitsbedingungen trägt der mittlere Kopplungsgrad Rechnung. Die Bewertung gilt insbesondere für die Handlungen in der zweiten Hälfte des Zeitbereiches. Auch nach 80 h besteht grundsätzlich noch die Möglichkeit für Arbeiten vor Ort. Da jedoch ein zeitlicher Abstand zum wahrscheinlichen Anfang des Zündfensters bestehen sollte, werden diese 10 h nicht in Ansatz gebracht. Außerdem ist anzunehmen, daß der psychologische Streßlevel in dieser Zeit merklich ansteigen wird.

5.4.2.6 Durch Verweigern der behördlichen Zustimmung zum Beseitigen abschaltbarer elektrischer Zündquellen verbleibt mindestens eine beeinflussbare Zündquelle im RSG.

p ist vernachlässigbar (Annahme)

Randbedingungen

Die Meldung des Alarmfalles an die zuständige Behörde, beim unbeherrschten Notstromfall als einleitendem Ereignis also spätestens nach 3 h (bleibender Verlust der NWA-Systeme), löst außerhalb der Anlage organisatorische Maßnahmen aus. Diese werden von der behördlich gelenkten Katastrophenschutzleitung geplant und angeordnet. Über den vom Betreiber abgestellten Verbindungsmann wird die Katastrophenschutzleitung z.B. über den ca. 6 h nach Störfallbeginn zu erwartenden, beginnenden Druckaufbau im RSG genauso informiert wie über die gegebene oder dann zu erwartende Qualität des RSG-Abschlusses. Weiterhin wird sie nach ca. 20 h sowohl über den Verbindungsmann als auch über die schon relativ frühzeitig in der Anlage anwesenden Behördenvertreter (Gutachter, Berater etc.) vom Umfang der beabsichtigten Maßnahmen zur Zündquellenbeseitigung unterrichtet.

Bewertung

Sowohl der Betreiber als auch die Katastrophenschutzleitung müssen über hochwertige Informationen aus dem Anlagenbereich verfügen. Bei intakter Störfallinstrumentierung des RSS ist dies jedoch auch dann gegeben, wenn nicht alle Redundanzen vollständig funktionsfähig sind. Obwohl auch die Betriebsinstrumentierung im Verlaufe von Störfällen wertvolle Informationen liefert, ist im Hinblick auf mögliche Zündquellen ihre Nichtwiederinbetriebnahme nach Beendigung des unbeherrschten Notstromfalls, also nach Energierückkehr und Versorgung der Notstromschienen sowie der unterbrechungslosen Notstromschienen, zulässig. Dieses Vorgehen wird seitens der Behörden keinen Widerspruch. Gleiches gilt für die Nichtwiederinbetriebnahme aller Anlagensysteme mit nicht ex-geschützten elektrischen Komponenten.

Anmerkungen

Die Situation, daß komplette Redundanzen der Störfallinstrumentierung ausgefallen sind und aus diesem Grunde nicht auf entsprechende Bereiche der nicht in Ex-Ausführung ausgelegten Betriebsinstrumentierung verzichtet werden kann, ist sehr unwahrscheinlich. Daher wird dieser Fall vernachlässigt.

5.4.3 Gesamtdarstellung der Handlungen

Die vorstehenden Bewertungen behandeln den Verbleib abschaltbarer Zündquellen. Weitere Zündquellen können sich aus dem Versagen der Störfallinstrumentierung oder anderer energieversorgter, elektrischer Komponenten ergeben, außerdem aufgrund elektrostatischer, mechanischer oder chemischer Phänomene. Da die erforderliche Zündenergie jedoch relativ hoch sein muß, wird die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten weiterer Zündquellen mit lediglich $1 \cdot 10^{-1}$ (EF = 10) angenommen.

Mittels einer Monte-Carlo-Simulation (Programm STREUSL) werden die einzelnen Fehlerwahrscheinlichkeitswerte zusammengefaßt. Es ergibt sich hierbei die Wahrscheinlichkeit P_{63} (Erwartungswert) für den Verbleib einer unter den im RSG herrschenden Bedingungen zur Zündung geeigneten Zündquelle zu 0,4 (EF = 4). Eine Zusammenstellung aller bewerteten Aussagen zum Verbleib mindestens einer effektiven Zündquelle erfolgt abschließend im Bild 6. Dabei wird gleichzeitig auch die Verknüpfung der Handlungen aufgezeigt.

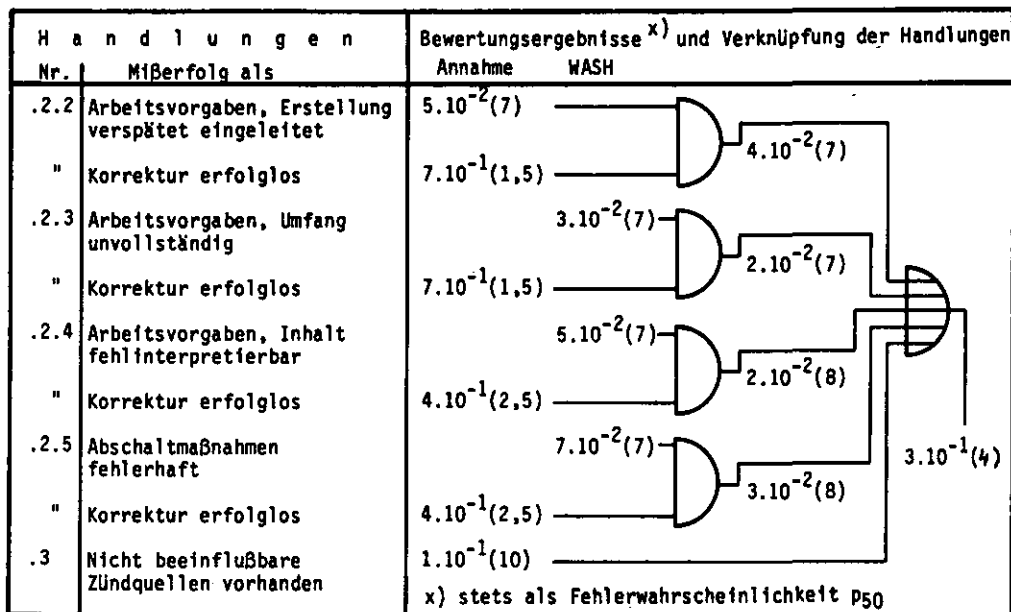


Bild 6: Gesamtdarstellung der bewerteten Personalhandlungen im Zusammenhang mit der Beseitigung potentieller Zündquellen

5.5 Personalhandlungen im Zusammenhang mit dem Notstromfall (Ausfall der elektrischen Eigenbedarfsversorgung)

Die nachfolgend betrachteten Handlungen sind definierten Zeitbereichen nach Störfallbeginn zugeordnet. Dabei werden auch Handlungen erwähnt, die zwar sinnvoll und mit Erfolg durchführbar sind, aber konservativerweise nicht in die Analyse eingehen.

Der Zeitbereich bis 1 h wird im unbeherrschten Notstromfall durch die Kapazität der Batteriesätze der unterbrechungslosen Notstromschienen vorgegeben. Durch den 3 h-Zeitbereich wird die Verfügbarkeitsspanne für das nicht in Betrieb befindliche NWA-System markiert. Nach dieser Zeit werden, bedingt durch thermische Beanspruchungen, Ausfälle funktionswichtiger Komponenten unterstellt. Das nicht mehr in Betrieb befindliche Linerkühlsystem ist erst nach 30 h, ebenfalls bedingt durch thermische Beanspruchungen, funktionsunfähig; hierdurch wird der dritte Zeitbereich definiert.

5.5.1 Zeitbereich bis 1 h nach Störfallbeginn

- Bei Ausfall der Startanregung der Dieselaggregate durch das RSS wird kein Handstart in Ansatz gebracht, obwohl dies, bis zur Erschöpfung der Batteriesätze, von der Warte oder vom Schaltanlagegebäude aus möglich ist. Entsprechendes gilt auch für Maßnahmen nach Ausfall des normalerweise automatisch ablaufenden Lastzuschaltprogramms.
- Die erfolgreiche Wiederholung der Startanregung für die Dieselaggregate oder die Aufschaltung eines der drei Netzanschlüsse nach Spannungsrückkehr wird als wahrscheinlich angesehen. Sind die für diese Maßnahmen erforderlichen Hilfsspannungen verfügbar, so wird die Wahrscheinlichkeit einer Wiederherstellung der Notstromversorgung mit 0,9 angesetzt. Dieser Wert umfaßt sowohl die Netzurückkehr als auch die erforderlichen Personalhandlungen. Da diese von der Warte aus erfolgen, sowie als geplant und trainiert anzusehen sind, wird der Wahrscheinlichkeitswert weitestgehend von der Netzurückkehr geprägt.

5.5.2 Zeitbereich bis 3 h nach Störfallbeginn

- Falls im Notstromfall keine automatische Anregung des verfügbaren NWA-Systems durch das RSS (Helium-Durchsatz oder Speisewasserdurchsatz) erfolgt, ist eine Handanregung möglich. Die Fehlerwahrscheinlichkeit (Unterlassung der geplanten und trainierten Handlung) wird konservativ mit $1 \cdot 10^{-2}$ (Median, Irrtumsfaktor 10) angenommen.
- Personalhandlungen zur Behebung der Auswirkungen von ausgefallenen Steuerketten oder Leistungsschaltern nach NWA-Anforderung werden nicht in Ansatz gebracht. Diese Systemteile sind in modernen Schaltanlagen z.T. leicht auswechselbar bzw. zugänglich angeordnet, die Handlungen werden jedoch wegen fehlender Detailunterlagen nicht berücksichtigt.
- Im unbeherrschten Notstromfall erfolgen bei erschöpften Batteriesätzen keine Handmaßnahmen zur Wiederherstellung der Notstromversorgung. Obwohl diese Handlungen gerätetechnisch üblicherweise in modernen Schaltanlagen möglich sind (Start des Dieselmotors mit Preßluft, Betätigen der Leistungsschalter durch gespannte Federantriebe, beide Handlungen müssen im Schaltanlagegebäude ausgeführt werden), wird diese konservative Annahme unter Hinweis auf fehlende, detaillierte Unterlagen getroffen.

5.5.3 Zeitbereich 3 h bis 30 h nach Störfallbeginn

Das Linerkühlsystem kann noch bis zu 30 h nach Störfalleintritt wieder in Betrieb genommen werden. Es wird angenommen, daß in diesem Zeitbereich selbst schwierige Handmaßnahmen erfolgreich durchgeführt werden können.

Bedingungen für die Wiederinbetriebnahme des Linerkühlsystems sind:

- Wiederkehr des Netzes oder erfolgreicher Handstart mindestens eines Notstromdiesels,
- Aufschalten der Spannung auf die benötigten Schienen,
- Öffnen der Ventile und Start der Pumpen des Linerkühlsystems und Nebenkühlwassersystems.

Da mangels detaillierter Unterlagen weder Vollständigkeit noch Details der hier erforderlichen Handlungen vorliegen, wird auf eine Bewertung verzichtet. Für das Nichtgelingen, einschließlich Hardware-Ausfällen, wird eine Wahrscheinlichkeit von 0,1 (Median, EF = 9) angesetzt.

5.5.4 Unspezifizierter Zeitbereich (z.T. noch während des Normalbetriebes)

Die folgenden zwei in der Analyse angeführten Personalhandlungen wurden nicht bewertet, da im ersten Fall die Anforderungshäufigkeit für die Handlungen (während des Normalbetriebes) und ihr Beitrag zur Häufigkeit des Topereignisses sehr gering sind. Im zweiten Fall sind der Anforderungszeitpunkt, bezogen auf Störfalleintritt, und die zulässige Ausführungszeit relativ unkritisch.

- Ausfälle der Thermoelemente oder der Meßwertumformer zur Meßwertbildung der HaKS-Gebläseaustrittstemperatur lösen eine Gefahrenmeldung der Klasse I aus. Gemäß BHB werden die defekten Komponenten durch Umklemmen auf Reservethermoelemente bzw. -meßwertumformer ersetzt.
- Ein Versagen der Schmierölversorgung der NWA-Kühlgebläse, das ein Gebläseversagen zur Folge hätte, ist aus mehreren Gründen nicht wahrscheinlich: Die Ölversorgung ist ein dauernd auf Druck und Füllstand überwachtes Betriebssystem ohne aktive Komponenten. Der Ölvorrat ist für lange Betriebszeiten ausreichend bemessen, und die Vorratsbehälter sind außerhalb des Reaktorsicherheitsgebäudes angeordnet, so daß sie für das Nachfüllen von Öl jederzeit zugänglich sind. Ein Versagen der Gebläseölversorgung im Anforderungsfall kann daher außer Betracht gelassen werden.

5.6 Personalhandlung zur Auslösung des zweiten Abschaltsystems

$$P_{50} = 5 \cdot 10^{-5} - 3 \cdot 10^{-3}, \text{ je nach Anlagenzustand / EF 10 (WASH-Modell)}$$

Randbedingungen

Versagt das erste Abschaltssystem, so muß das zweite Abschaltssystem, je nach den störfalltypischen Gegebenheiten, innerhalb einer Zeitspanne von 6 - 15 h eingesetzt werden. Das Versagen des ersten Abschaltsystems wird durch eine Sicherheitsgefahrenmeldung sowohl in der Warte als auch in der Notsteuerstelle angezeigt.

Wegen der hohen Verfügbarkeit des ersten Abschaltsystems ($3 \cdot 10^{-5}/A$) ist die Notwendigkeit einer Zuschaltung des zweiten Abschaltsystems sehr unwahrscheinlich. Bei der Betätigung des zweiten Abschaltsystems handelt es sich um eine manuell sehr einfach durchzuführende Handlung. Von der Warte oder von der Notsteuerstelle aus muß ein Zweihandschalter betätigt werden. Das zweite Abschaltssystem kann ausschließlich manuell betätigt werden.

Situation in der Warte

Nach Ausfall des ersten Abschaltsystems kann der Streßlevel des Operators sicherlich als hoch bezeichnet werden. Bei gleichzeitigem Versagen der Kühlsysteme kann von einer extremen Streßsituation gesprochen werden.

Unabhängig vom Streßlevel und vom Anlagenzustand wird dem Wartenpersonal die Notwendigkeit der Auslösung des zweiten Abschaltsystems wahrscheinlich voll bewußt sein.

Bewertung

Die Höhe des Streßlevels hat keinen Einfluß auf die Effektivität des Operators; dies kann infolge des langen, zur Verfügung stehenden Zeitbereiches angenommen werden. Außerdem kann bezüglich der Auslösung des zweiten Abschaltsystems in der Warte eine hohe personelle Redundanz des verantwortlichen Personals (Betriebsleiter, Schichtleiter, Reaktorfahrer) angenommen werden. Zwischen dem verantwortlichen Personal braucht keine Kopplung unterstellt zu werden, da die Notwendigkeit der Handlung wahrscheinlich allgemein bekannt ist. Konservativ wurde in Anlehnung an das WASH-Modell für die Anforderung nach 6 h $3 \cdot 10^{-3}$ und für die Anforderung nach 15 h $5 \cdot 10^{-5}$ geschätzt. Die entsprechenden Erwartungswerte sind $8 \cdot 10^{-3}$ und $1 \cdot 10^{-4}$.

Anmerkungen

Die ermittelten Werte für die Fehlerwahrscheinlichkeit des Operators haben in diesem Fall nur eine begrenzte Aussagekraft, sie sind wahrscheinlich zu konservativ. Es ist schwer vorstellbar, daß die manuelle Betätigung des zweiten Abschaltsystems durch das Wartpersonal innerhalb der gegebenen langen Zeitspanne nicht erfolgt.

Abkürzungsverzeichnis

BHB	-	Betriebshandbuch
CM	-	Common Mode
DE	-	Dampferzeuger
EF	-	Irrtumsfaktor / Unsicherheitsfaktor
GaU	-	Größter anzunehmender Unfall
HaKS	-	Hauptkühlsystem
HiKS	-	Hilfskühlsystem
HTR	-	Hochtemperaturreaktor
HZO	-	Heißer Zwischenüberhitzer
KZO	-	Kalter Zwischenüberhitzer
NAL	-	Notabluftsystem
NWA	-	Nachwärmeabfuhr
PSH	-	Probabilistische Sicherheitsstudie für Hochtemperaturreaktoren
P ₅₀	-	Medianwert der Fehlerwahrscheinlichkeit
P ₆₃	-	Meanwert / Erwartungswert " "
RDB	-	Reaktordruckbehälter
RESA	-	Reaktorschnellabschaltung
RF	-	Reaktorfahrer
RSS	-	Reaktorschutzsystem
SL	-	Schichtleiter

Schrifttum

- /1/ Konsortium Brown, Boveri & Cie AG, Hochtemperatur Reaktorbau GmbH: 1160-MWe-HTR-Demonstrations-Kernkraftwerk, Sicherheitsbericht, 1973/75
- /2/ Rheinisch-Westfälischer Technischer Überwachungsverein: Sicherheitsgutachten über das 1160-MWe-Demonstrations-Kernkraftwerk mit Hochtemperaturreaktor, 1977
- /3/ KTA 1201, Anforderungen an das Betriebshandbuch, 3/81
- /4/ KTA 3501, Reaktorschutzsystem und Überwachung von Sicherheitseinrichtungen, 3/77
- /5/ VdTÜV Merkblatt, Kerntechnik 1752, Blatt 9, April 1974
- /6/ P. Sommer: Auslegung von Reaktorschutzsystemen nach VdTÜV-Empfehlungen, Reaktortagung Nürnberg, 1975
- /7/ General Atomic Company: HTGR Accident Initiation and Progression Analysis. Status Report for US Department of Energy, GA-A 13617, 1976/77
- /8/ Rasmussen, N.C.: Reactor Study - An Assessment of Accident Risks in US Commercial Nuclear Power Plants. United States Nuclear Regulatory Commission, WASH-1400 (NUREG-75/014), October 1975
- /9/ Sicherheitsstudie für HTR unter deutschen Standortbedingungen, Ergänzungsband mit vertiefenden Ausarbeitungen beteiligter Stellen zum Ergebnisbericht Jül-Spez-19, Jül-Spez-20, Abschnitt 4 a, 1978
- /10/ Sicherheitsstudie für HTR unter deutschen Standortbedingungen, Ergänzungsband mit vertiefenden Ausarbeitungen beteiligter Stellen zum Ergebnisbericht Jül-Spez-19, Jül-Spez-20, Abschnitt 4 b, 1978
- /11/ General Atomic Company: HTGR Accident and Progression Analysis. Status Report for US Department of Energy, GA-A 13617, Volume VIII, 1977, Chapter 3
- /12/ General Atomic Company: HTGR Accident and Progression Analysis. Status Report for US Department of Energy, GA-A 13617, Volume VIII, 1977, Chapter 4
- /13/ General Atomic Company: HTGR Accident and Progression Analysis. Status Report for US Department of Energy, GA-A 13617, Volume VIII, 1977, Chapter 5
- /14/ A.D. Swain, H.E. Guttman: Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications, NUREG/CR-1278, Draft Report for Interim Use and Comment, US Nuclear Regulatory Commission, Washington, D.C., 1980
- /15/ H.W. Lewis: Risk Assessment Review Group Report to the US Nuclear Regulatory Commission (NUREG/CR-0400), 1978
- /16/ Sicherheitsstudie für HTR-Konzepte unter deutschen Standortbedingungen, Fachband I zur Phase IB, Teil A, Jül-Spez-136/Bd. 2, 1982

- /17/ Sicherheitsstudie für HTR-Konzepte unter deutschen Standortbedingungen, Hauptband zur Phase IB, Kapitel 4.1.5.1/4.1.5.2/4.2.5.1, KFA-Jül-Spez-136/Bd. 1, Dez. 1981
- /18/ Sicherheitsstudie für HTR-Konzepte unter deutschen Standortbedingungen, Phase IB, Ergänzender Bericht, Kapitel 3.11, KFA-ISF-IB-6/81, 1981
- /19/ Sicherheitsstudie für HTR-Konzepte unter deutschen Standortbedingungen, Fachband II zur Phase IB, Kapitel A.1.6.2/A.2.5, KFA-Jül-Spez-136/Bd. 3, 1982
- /20/ Sicherheitsstudie für HTR-Konzepte unter deutschen Standortbedingungen, Hauptband zur Phase IB, Kapitel 4.1.5.3/4.1.5.4/4.2.5.2, KFA-Jül-Spez-136/Bd. 1, Dez. 1981
- /21/ Sicherheitsstudie für HTR-Konzepte unter deutschen Standortbedingungen, Fachband II zur Phase IB, Kapitel A.1.6.3/A.2.6, KFA-Jül-Spez-136/Bd. 3, 1982

C.1 ANALYSIS OF FAILURE DATA FOR BOILER TUBES IN
CEGB REACTORS

L. Cave, Pollution Prevention (Consultants) Ltd.
England

CONTENTS

1.	Introduction	1
2.	Principal Design Features of Steam Generators used in U.K. Commercial GCRs	2
2.1	Phases in Design Evolution	2
2.2	Principal Features, Relevant to Boiler Tube Leaks, of "Early Magnox" Boilers	4
2.3	Principal Features, Relevant to Boiler Tube Leaks, of "late" Magnox Reactors	5
2.4	Principal Features, Relevant to Boiler Tube Leaks, of the AGRs	6
3.	Frequency of Boiler Tube Failures in CEGB GCRs	7
3.1	Experience up to 1975	7
3.2	Scope of Present Study	7
3.3	Summary of Boiler Tube Failures since 1st January 1975	8
3.4	Comparison with Previous Experience	9
3.5	Overall Failure Rates	9
3.6	Leak Sizes and Location	12
4.	Causes of Tube Failures Encountered in Commercial Operation	12
5.	Evidence as to Potential Common Mode Failures	14

II

CONTENTS

6.	The Relevance of U.K. Experience of Boiler Tube Failures to HTGR Design	14
6.1	Some General Observations	14
6.2	Relevance of some Specific Features of U.K. Boiler Tube Experience	15
7.	Uncertainties	17
8.	Conclusions	18
9.	Acknowledgements	19
	References	20

1. INTRODUCTION

For the quantitative safety and reliability analysis of a conceptual design of an HTGR, data for the frequency and severity of boiler tube failures is required. In the absence of extensive data from fully representative prototypes it is necessary to extrapolate from other, less representative data. A possible source of information for this purpose is the operating experience, totalling some 270 reactor years, obtained by Central Electricity Generating Board of the UK in their Gas Cooled Reactors (GCRs).

In order that the applicability of the CEGB data to HTGR conditions can be estimated, a brief description of the boilers in the CEGB GCRs is provided in this paper and the features which are particularly relevant to the extrapolation to HTGR conditions are discussed.

As the frequency of failure varies markedly from one station to another, the data is presented on a station-by-station basis and, for those stations which have shown a relatively high frequency of failure, on an individual station basis. It is believed that in those stations which, in some years, have shown a relatively high failure rate the cause has been due to an error in design or fabrication. Consequently care is required in the interpretation of the data as a source of frequency rates for boiler tube failures.

Design, or fabrication, errors are a possible source of simultaneous, or nearly simultaneous, leaks in a single boiler, i.e. they are a potential source of common mode failure. The CEGB data has therefore been examined with this possibility in mind.

The way in which the data presented in this paper has been gathered is discussed in relation to the possibility that the uncertainties due to lack of completeness in the data might be so large that, apart from the reservations indicated above, the data would prove to be an unsatisfactory basis for extrapolation to boilers of any design. However, it appears that

uncertainties of this nature are unlikely to be a limiting feature in the application of the results presented in this paper. A much more important uncertainty, which the data can do little to resolve, is that relating to the likely incidence of errors in design and fabrication.

2. PRINCIPAL DESIGN FEATURES OF STEAM GENERATORS USED IN U.K. COMMERCIAL GCRs.

2.1 Phases in Design Evolution

Owing to the substantial changes in design which have occurred during the development of the UK commercial GCRs it is necessary to consider three distinct types of design, corresponding to the following three phases:-

Phase I "Early magnox", embodying steel reactor vessels with separate, external boilers,

Phase II "Late magnox", embodying pre-stressed concrete pressure vessels (PCRv) but with similar operating parameters

Phase III "Advanced gas-cooled" (AGR), embodying PCRvs but with more advanced operating parameters.

The salient points of each of these types, so far as they relate to boiler tube failures, are described below.

The stations and operating experience in each Phase are shown in Table 1.

TABLE I. - LIST OF STATIONS, BY TYPE AND OPERATOR, AND LENGTH OF OPERATING EXPERIENCE.

Type	Operator	Name of Station	Number of Reactors & Boilers (1)		Years of Commercial Operation (2)		Cumulative Load Factor	Adjusted Reactor Years (3)
Early Magnox	UKAEA/BNFL	Calder Hall Chapel Cross	R	B	R	B		
			4	16	88	352		
	CEGB	Berkeley Bradwell Hinkley 'A' Trawsfynydd Dungeness 'A' Sizewell	4	16	80	320		
			2	16	33	264	78.4	26
			2	12	33	264	78.0	26
			2	12	28	168	68.8	19
			2	12	28	168	69.4	19
Late Magnox	SSEB	Hunterston A	2	8	27	108	78.0	21
			2	8	25	100	80.1	20
			22	116	371	1976		131
AGR	CEGB	Oldbury Wylfa	2	8	23	92	78.0	18
			2	8	17	68	R1 59.1 R2 40.8	R1 5 R2 4
	SSEB	Hinkley 'B' Hunterston 'B'	4	16	40	160		27
			2	24	5	120	R3 46.0 R4 36.0	
		Total	4	48	10	240		

Notes: (1) The number of boilers is based on the number of complete units, e.g. in dual steam cycle boilers the LP and HP sections are counted as one boiler.
 (2) Years of commercial operation are based on time elapsed since start up.
 (3) "Adjusted reactor years" are based on (Years of operation) x (Cumulative load factor)

2.2 Principal Features, Relevant to Boiler Tube Leaks, of "Early Magnox" Boilers.

All the boilers are of the drum type, with natural or assisted circulation, so that carry-over of solids and dissolved salts into the superheater section is minimal. Mild steel tubing is used throughout; the quality used is such that "break-away oxidation" has not been experienced. With the exception of some of the Bradwell boilers, electric arc welding has been used exclusively for all tube welds.

The tubes are horizontal, with U-bends between individual layers of a bank, and arranged vertically in plattens (See Figure 1) so that they are in cross flow. Some form of ribbing or studding has been employed in all designs. Typical tube dimensions, are ID 2.5cm., OD (at fin tips) 5cm.

On the steam side a dual pressure system ("HP" and "LP") has been used to improve efficiency; in the case of the LP sections of the boiler the difference between gas side and water side pressure is relatively small. However, except in the case of Berkeley, the water-side pressure is higher than that of the CO₂ coolant.

Tube support design varies in detail from one reactor to another but they are all based on the use of a "seagull clip clamp" of the type illustrated in Appendix I. Uniformity of flow across the tube banks is obtained by means of gas baffles.

From the point of view of outage time to locate and diagnose failures and effect repairs, four important design features are:-

- (a) Feasibility of operation at relatively high moisture content in the coolant; e.g. normal moisture content is a few p.p.m. but operation can, if necessary, continue to about 600 p.p.m.; at this level the Burst Cartridge Detection Gear (BCDG) becomes inoperable and the reactor has to be shut down.

- (b) Each boiler can be completely isolated from the rest of the primary circuit, by means of the isolating valves. Thus in searching for leaks each boiler can be isolated in turn to identify the one which contains the defective tube, without shutting down the reactor.
- (c) The inlet and outlet headers are external to the boiler and there is good access for locating the boiler bank and then the defective tube, with the boiler isolated from the reactor on load.
- (d) Access to the tube banks should be possible throughout the life of the reactor, when the reactor has been depressurized.

2.3 Principal Features, Relevant to Boiler Tube Leaks, of "late" Magnox Reactors.

In both Oldbury and Wylfa a "once-through-boiler" arrangement is used, although in the case of Wylfa drums are also provided, primarily for use during start up.

In Oldbury the use of the dual steam cycle principle was continued but in Wylfa, in order to simplify the PCRV design, a single cycle is used.

The tube materials, arrangements of tubes and banks, methods of tube support and measures to promote uniformity of gas flow are similar to those employed in the early magnox reactors.

From the point of view of leak location and repair, the late magnox reactor designs are less convenient than the early ones, since complete isolation of individual boilers is not possible. However, provision is made to prevent back-flow through a shut-down unit, so that operation of the reactor can continue, and access to the banks is possible when the reactor is shut down, depressurized and the CO₂ has been replaced by air.* In the late magnox designs internal headers have been used, leading to more complicated procedures for identifying and plugging defective tubes.

* In the case of Wylfa, it is possible to plug off leaks in any one pair of boilers, after isolating these, without shutting the reactor down.

2.4 Principal Features, Relevant to Boiler Tube Leaks, of the AGRs.

Note: As operational experience is limited to Hinkley 'B' and Hunterston 'B', which have tube banks similar to those in the magnox reactors, the following rates relate only to those designs.

The boilers are of the once-through type and use a single steam cycle. However, they incorporate a reheater section, in which steam from the end of the IP stage is reheated, the steam pressure in this section is higher than that of the primary coolant.

The increase in the design value of the boiler inlet temperature from about 400°C to 650°C has necessitated major changes in the tube materials. The materials employed, and the temperature limits on each, are shown in Table 2.

TABLE 2. - MATERIALS USED IN AGR BOILERS (HINKLEY 'B' AND HUNTERSTON 'B') AND TEMPERATURE LIMITS.

Material	Temperature Limitation	Section of Boiler
Mild steel	350°C	Primary economiser
9% Chrome	450°C	Secondary economiser evaporator, primary superheater (first 90°C)
Austenitic (316 SS)	700°C	Final superheater and reheater

A combination of smooth and finned tubing has been used.

The aerodynamic conditions in the boilers are considerably more severe than in the early magnox reactors, due to the higher operating pressures and gas velocities. This has necessitated changes in the design of the tube supports but these are still basically of the clip type; the "plate and wedge" type, as in the Sulizer design for HTGR, has not been employed.

In general, location and plugging of defective tubes will be comparable, in difficulty and time required, with the late magnox reactors, as operation can continue with one boiler off-line but complete isolation is not possible. The Hinkley 'B' type of AGR is also similar to the late magnox reactors as regards access for plugging of tubes and for repair.

3. FREQUENCY OF BOILER TUBE FAILURES IN CEGB GCRs.

3.1 Experience up to 1975.

The operating experience with 8 magnox stations, including SSEB's Hunterston 'A' station but excluding Wylfa, up to 31st December 1974, was reviewed in Reference 1. In that paper the effect of design and fabrication errors in some of the stations on the overall frequency of tube failures was demonstrated. The overall rate (for 161 reactor years) was 0.8 per reactor year, whereas the rate for the four stations in which no specific design faults were discernable (covering 77 reactor years) was 0.23 per reactor year.

Detailed analysis of the data for the four stations in which design or fabrication errors appeared to have occurred showed that these had been remedied successfully by modifications introduced during service.

Wylfa was not included in the analysis as, at that time, the station had operated commercially for only a short period. None of the AGRs had been commissioned at that time.

3.2 Scope of Present Study.

In this study the data relating to frequency of boiler tube failures in all CEGB magnox stations, except Wylfa, from 1st January 1975 to 31st July 1979 are presented as a separate set. Failure frequencies for Wylfa and Hinkley 'B' are shown separately.

The same source of data has been used as in Reference 1 (i.e. the CEGB Monthly Station Operations Reports).

Failure frequencies during this period are compared with the previous experience. Since there have been very few failures on most of the stations since 1975 little comment can be made except that, with one exception, all the CEGB stations included in the previous review have shown a reduction in the frequency of failures. Wylfa, however, provides some additional data which may have some relevance to HTGR design and is the subject of a separate note (See Appendix I).

It should be noted that, up to mid 1979, Hinkley 'B' the output had been limited to 80 per cent of design value.

3.3 Summary of Boiler Tube Failures since 1st January 1975.

The numbers, incidence in time and location of the failures experienced in CEGB magnox stations, except Wylfa, during the period of 1st January 1975 to 31st July 1979 are summarized in Table 3(a). It will be seen that 3 of the 7 stations have experienced no failures and that one station has experienced only 1; only Bradwell (6), Hinkley A (3) and Sizewell (3) have experienced more than one failure; the frequencies of failure are lower for all 7 stations, except Hinkley 'A'. With the possible exception of Bradwell, the 13 failures appear to be distributed randomly in time and spatially throughout the boilers: the occurrence of 3 failures at one time in Bradwell boiler No.4 (2 in HP Superheater bank, 1 in LP Superheater bank) due to purely random causes seems unlikely but consideration of the operating and maintenance history of that boiler and its reactor gives no indication of any reason for systematic failures. Moreover, since that time it has given 12 months failure free operation. Previous to these 3 failures, these particular superheater banks had given fewer than average failures.

The experience with boiler tube failures in Wylfa is described in Appendix I.

There have been no boiler tube failures in the Hinkley 'B' AGR.

3.4 Comparison with Previous Experience.

A comparison with experience of tube failures prior to 1st January 1975 is shown in Table 3(b) on a station-by-station and on an overall basis.

In order to provide as meaningful a comparison as possible two comparisons were made, viz:

- (a) With the complete set of data for the period from 1962
- (b) With the data from 1962 adjusted to remove those failures which, with hindsight, appear to be due to errors in design and/or construction.

It will be seen from Table 3(b) that with one minor exception (Hinkley 'A') there has been a substantial decrease in the frequency of failures, on an "uncorrected" basis, the overall rate having dropped from 1.3 to 0.19 per reactor year. After correcting for the effects of design faults the picture is similar although the improvement is, of course, less marked, the overall rate decreasing from 0.41 to 0.19 per reactor year.

There have been no further cases of an unexplained, persistent but self-curing increase in failure rate, over a period of 2 or 3 years such as that experienced at Bradwell between 1971 and 1974 (see Reference 1).

3.5 Overall Failure Rates.

For the magnox reactors, except Wylfa, the overall failure rates are as follows:-

All failures	1.0 per reactor year (no correction for cumulative load factor).
Random failures (Stations not affected by design faults).	0.17 per reactor year (no correction for cumulative load factor).

TABLE 3 - SUMMARY OF BOILER TUBE FAILURES IN CEBG MAGNOX REACTORS IN THE PERIOD FROM 1st JANUARY 1975 TO 31st JULY 1979.

(a) Incidence on a station-by-station basis, compared with pre-1975 experience.

Station	Experience prior to 1975			Experience since 1975			Change since 1975 (3)
	Reactor Years (1)	Total No. of Failures	Failure rate per year		Reactor Years (1)	Total No. of Failures	Failure Rate per year
			Uncorrected	Corrected (2)			
Berkeley	25	10	0.40	-	9	nil	zero Better
Bradwell	25	107	4.3	1.7	9	5	0.55 Better
Hinkley 'A'	20	1	0.05	-	9	3	0.33 Worse
Trawsfynydd	20	39	1.95	1.1	9	nil	zero Better
Dungeness 'A'	18	1	0.055	-	9	nil	zero Better
Sizewell	17	13	0.76	0.25	9	3	0.33 No significant change
Oldbury	14	5	0.28	-	9	1	0.11 Better
TOTAL	139	176	1.3	0.58 (4)	63	12	0.19 (5) Better

Notes: (1) Based on calendar years of operation, i.e. not corrected for cumulative load factor.

(2) Corrected for design errors, by recalculating frequency (up to 1975) after correction of errors (based on data presented in Ref.1) for Bradwell and Trawsfynydd and before design error became apparent in Sizewell (12 r. yrs. operation).

(3) Change is in relation to corrected failure rate.

(4) & (5) For stations unaffected by design errors, frequencies were 0.22 and 0.11 per r.yr., respectively.

Continued.....

TABLE 3 continued.....

(b) Location of failures in period since 1975.

Station	Number of Failures	Location of Failures
Bradwell	5	Concentrated in 3 boilers (see text), 2 in different boilers and banks.
Hinkley	3	All in different boilers and different sections.
Sizewell	3	2 in 1 boiler (LP economiser of IC) and 1 in a second boiler (LP Evaporator of ID). Not related to previous failures, attributable to change in operating conditions.
Oldbury	1	In HP section of Boiler 4, Moderately rapid leak (moisture content up to 400 p.p.m. before leak was located).

If the effect of cumulative load factor is taken into account these rates are increased by 35 per cent (i.e. to 1.4 and 0.23 respectively).

3.6 Leak Sizes and Location.

Operating experience during the period 1st January 1975 to 31st July 1979 has not added significantly to the rather limited information about leak sizes which was presented in Reference 1. As noted in Table 3(b), only one of the 12 leaks led to a high moisture content (400 p.p.m.) in the reactor coolant. Overall, the frequency of very large leak rates (holes of area 3cm^2 and above) has been less than 5×10^{-3} per r. yr.

The location of the leaks during the period were distributed almost uniformly between economiser, evaporator and super-heater sections.

4. CAUSES OF TUBE FAILURES ENCOUNTERED IN COMMERCIAL OPERATION.

Up to 31st December 1974 the major causes of failure which had been identified in the early magnox reactors were as follows:-

- (a) "Dry wall" corrosion, in Hunterston 'A' and in Sizewell evaporators due to a combination of inadequate water flow and non-uniform distribution of gas temperatures across the tube banks.
- (b) Fatigue failures in Hunterston 'A' LP super-heater, due to inadequate mechanical support.
- (c) Scab-type on-load corrosion in Trawsfydd HP evaporators, due to incorrect water quality, due partly to the unusual impurities in the lake water used as a source of feed water.

- (d) Tube end weld failures, in Bradwell boilers, occurring in single run oxyacetylene welds; the chance of failure appears to have been increased by prolonged storage of the boilers during construction.

The remaining failures up to that time appear to have been due to randomly distributed defects in welds and tubes.

Tube failures had also occurred in the Wylfa reactors but the causes of these had not been identified fully.

Since 1st January 1975 2 different design-related causes of failure have been identified in Wylfa. These are:-

- (i) "Erosion-Corrosion" failures in Reactor 1, at the junction between the economiser and evaporator sections, enhanced by bubble collapse, or cavitation, on the unheated tube bends (see Reference A2 of Appendix I).
- (ii) Vibration induced movement of tubes in their clips, leading to fretting failures, in R2 (see Appendix I).

In addition 2 failures in the LP economiser section of Boiler 1D at Sizewell were attributable to water-side corrosion due to boiling in the economiser section. The occurrence of a failure of this nature in the 12th year of operation is believed to be due to the change in the operating conditions necessary to reduce the rate of "break-away" oxidation in other parts of the reactor primary circuit. As noted above, "break-away" oxidation has NOT been identified as the cause of any tube failures.

It should be noted that although in the CEGB reactors vibration has been the cause of tube failures only in Wylfa, it has been an important cause of failure in at least 2 other GCRs, notably Toki-Mura (Japan) and EDF 3 (France).

5. EVIDENCE AS TO POTENTIAL COMMON MODE FAILURES.

The experience of tube-failures in CEGB magnox reactors provides no examples of severe and simultaneous multiple failures due to a common cause. Clearly the design failures described in the previous Section could lead to a situation in which a number of partly-failed tubes are present in the reactor at the same time. However, the modes of failure encountered so far have, with one exception, been such that tube failure has been indicated by relatively slow leakage before the tube has been weakened structurally to any marked extent, so that failure of any one tube should have been detected and rectified before it had become sufficiently weak to fail as the result of failure in an adjacent tube.

A possible exception to this rule could arise if there were extensive thinning of the tubes (e.g. at the bends) without failure. In these circumstances failure of one tube could conceivably cause failure of adjacent ones by a "lancing action", before the boiler could be shut down.

6. THE RELEVANCE OF U.K. EXPERIENCE OF BOILER TUBE FAILURES TO HTGR DESIGN.

6.1 Some General Observations.

It will be apparent from the operating parameters in Table 1, and the brief description of the design features in the previous Section, that the UK operating experience with boiler tubes must be treated as "generic data". That is, it can be regarded only as an indication of the reliability which should be achievable by a design and construction organisation that has an understanding of the design, materials, and fabrication problems comparable with that of the UK teams who designed the magnox and AGR boilers.

In this context perhaps the most important general observation which can be made from the operating experience is that in some 8 reactor years operation there have been no tube failures in the Hinkley "B" AGRs. Although the possibility that there is some design error present which could lead to numerous failures in a few years time cannot be dismissed, nevertheless there are grounds for supposing that the problems associated with the major changes in parameters have been solved satisfactorily. Apart from the higher temperature at boiler inlet, the conditions in the 1160 MW(e) HTGR should be less arduous than those in AGR, in particular the acoustic and vibration forces could be lower.

A possible factor of importance in arriving at a satisfactory design for the AGR boilers is that there was continuity of design experience from Bradwell and Berkeley, through Latina, Dungeness 'A' and Oldbury to Hinkley 'B' and Hunterston 'B'. This continuity of experience was not, however, supported to any great extent by feedback of operating experience, as the Hinkley 'B' design was completed in 1966 and was therefore supported only by some 4 years of operation at Bradwell and Berkeley and 1 year at Dungeness 'A', together with the opportunity to observe the successful outcome of another design team's efforts at Calder and Chapel Cross.

Nevertheless, the relatively poor availability of the Wylfa boilers, designed by the same organisation which had produced the successful Calder, Hinkley 'A' and Sizewell boiler designs, is a reminder that continuity of design experience is not sufficient to guarantee success. However, it is understood (Reference 2) that severe problems in the design of the Wylfa boilers were created by a decision to reduce substantially the space available for the boilers within the PCRV from that which had been assumed at the conceptual design stage.

6.2 Relevance of some specific features of UK boiler tube experience.

Considering the main causes of failure of boiler tubes in the UK reactors, it can be seen that several of them should either not be relevant to a boiler of the type visualised for the 1160 MW(e) HTGR or that, if the designers are aware of them, they should be able to avoid them.

The principal causes of failure identified in Section 4 and their relevance to HTGR are as follows:-

(a) Faulty welds.

Apart from the two very early stations, Bradwell and Hunterston, faulty welds have not been a major cause of tube failures in the UK reactors. With the improved welding techniques now available (notably machine welding) and the higher standards of quality assurance currently demanded, faulty welds should not present a problem, except possibly at the transition points between dissimilar metals. With regard to this exception, the magnox experience is not relevant, as mild steel tubing has been used throughout and creep is not a significant problem. Eventually the AGR experience should be applicable, as the 9 Cr/316 Stainless Steel joint between the primary and final superheater banks is comparable with HTGR requirements. However, at the present time the experience is too limited in duration to be useful since, in fossil fired boilers, this type of failure rarely occurs, thus it is too soon to draw conclusions from the AGR experience.

(b) Corrosion due to poor water quality.

The non-recurrence of the early failures at Trawsfynydd, which were attributable to an unusual form of water impurity (Reference 5), is an indication of the capability of modern water treatment plants to achieve an adequate standard. This indication is strengthened by the successful operation of the AGR boilers, in which very low chloride and oxygen levels must be maintained in order to prevent stress corrosion in the final super-heater, which have austenitic tubes. The achievement of this high standard has, of course, required considerable skill and vigilance on the part of the operator.

(c) Erosion - Corrosion.

Erosion-corrosion, as in Sizewell and Wylfa, can lead to local wall thinning and, in the case of tubes with U-bends, or bifurcated entry points, the thinning may be accentuated to a level at which there is a significant weakening of the wall.

However, this risk of extensive thinning of the walls should be lower in the helical type of boiler proposed for the 1160 MW(e) HTGR.

(d) Fatigue and/or Fretting due to vibration.

The experience in Wylfa and in the Japanese and French reactors, referred to in Section 4, above, should be relevant to the HTGR.

Overall, therefore, the experience of boiler tube failures in CEBG's GCRs should have considerable relevance to the 1160 MW(e) HTGR.

7. UNCERTAINTIES.

The uncertainties in the historical data are relatively small. They are due to:-

- (a) Possible omissions from the Station Monthly Reports.
- (b) Misinterpretation of the Station Monthly Reports.
- (c) Difficulty in defining the number of years of operation to which the failure statistics refer.

The Station Monthly Reports serve, amongst other purposes, to provide an explanation to the Regional Management of any shortfall in generation. Since each boiler tube leak usually leads to operation at reduced power for some days, it is unlikely that events of this nature would be omitted, except when there is insufficient turbine capacity to make use of all the steam which the reactor could produce. This is a relatively infrequent situation, so that a coincidence of this condition with a tube failure should not happen frequently enough to have any significant effect.

So far as the author is aware, the Reports have been interpreted correctly; it is unlikely that the overall failure rate would be under-estimated by more than about 10 per cent, due to this cause.

As shown in Section 3.5, use of the 'cumulative operating life', instead of the normal operating life would increase the failure rates by about 35 per cent. This correction is itself subject to some uncertainty and it is not possible to distinguish between operation of all boilers at reduced power and operation with less than the full number of boilers in service. However, the effect is so small that it is not considered to be of any significance.

Overall, therefore, these causes of uncertainty are of little importance. A much more important source of uncertainty, in relation to the application of the data to safety studies, in the extent to which the apparent failure frequencies are amplified by the effects of design and fabrication errors. The estimated effect of these has been shown in Section 3.5, above, to increase the frequency rate for random failures by a factor of about 6. It can also be seen from the data presented that, including Wylfa, design errors have had a significant effect on failure rates in 4 out of the 8 magnox stations built by CEGB. These have appeared at various times after start up, ranging from 1 to 6 years.

8. CONCLUSIONS.

For random failures, a conservative estimate of their frequency in the CEGB reactors is 0.2 per reactor year. This rate has fallen by 50 per cent during the past 5 years which suggests that "burn in" phase is still continuing. However, for safety and availability studies of conceptual designs it would be prudent to assume that, on account of design and fabrication errors, the overall failure rate during the first 10 years of operation would be 1.0 per reactor year. In later life a "best estimate" value of 0.1 per reactor year (for random failures) could be used.

Large leaks are relatively rare events in the magnox reactors, their frequency is less than 5×10^{-3} per reactor year.

9. ACKNOWLEDGEMENTS

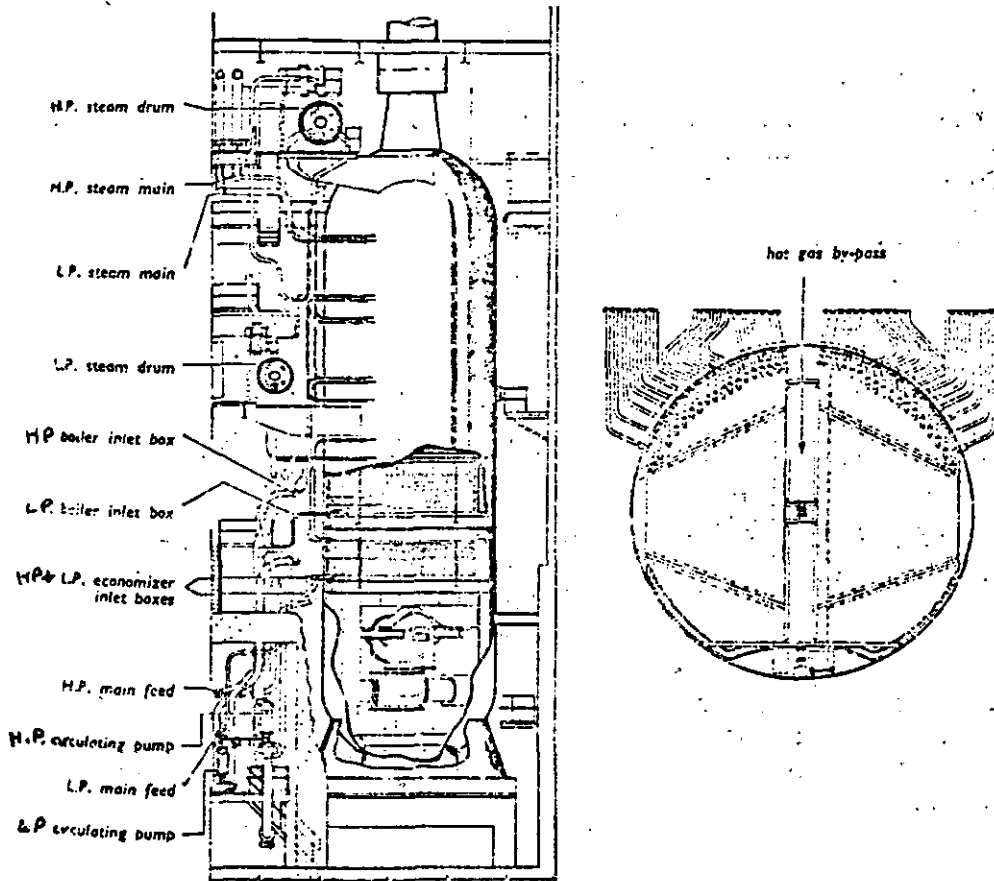
The assistance provided by CEGB, in making available the data on which this report is based, is gratefully acknowledged. Valuable comments on an earlier draft were provided by Mr. A.W. Clarke, Nuclear Operations Branch, CEGB.

REFERENCES

1. CAVE, L., GOW, R.S. and LAING, D.
"Failures experienced in the boilers of UK Nuclear Power Stations".
Paper presented at "BNFL/CEGB/JAPC/SSEB Meeting 1975. Available from BNFL.
2. Private communication. J. HAEFKE (Babcock & Wilcox Ltd.) - L. CAVE. March 1977.
3. CLOWES, J.A.
"The metallurgical examination of an economiser tube bend removed from Reactor I, Wylfa Power Station".
CEGB Report NW/SSD/SR/85/77.
4. Private communication. Dr. A. PRICE (CEGB Laboratories, Marchwood) - L. CAVE.
October 1979.
5. LUNN, D.C. and HARVEY, J.
"Corrosion at Trawsfynydd".
Engineering (London), p.189. February 1970.

FIGURE 1. - COMPARISON OF SIZEWELL AND HINKLEY POINT BOILERS

	Diameter ft in	Parallel length ft in	Heat flow MW	Mass flow lbs	Steam to gas temperature approach, OF	Gas pressure lbf/in ²	Gas pressure loss lbf/in ²
Hinkley Point	21 6	65 3	164	1720	20	180	1.6
Sizewell	22 6	62 0	241	2463	18	257	2.1



Side elevation and section through a Sizewell boiler, there are 4 per reactor each 91 ft 6 in high, 22 ft 6 in dia. fabricated from 2½ inch thick steel plate.

APPENDIX 1.

A NOTE ON THE BOILER TUBE FAILURES IN THE WYLFA REACTORS.

1. INTRODUCTION.

The boilers in the Wylfa reactor have been subject to relatively high failure rates due to design and fabrication errors. Although the same errors might not be encountered in the helical boilers proposed for the 1160 MW(e) HTGR they nevertheless provide good examples of two important modes of failure.

In this Note a summary of the incidence of failure is presented and descriptions of the two modes of failure are provided, in one case the description is in the form of a CEGB publication, which is enclosed with this Report. This publication also illustrates the main features of the Wylfa boilers.

2. INCIDENCE OF FAILURES IN THE WYLFA REACTORS.

A complete record of the boiler tube failures up to 1st March 1979 is contained in Table A1 and A2, which has been extracted from Reference A1.

Reactor 1 has achieved a cumulative load factor of 59.1 per cent since raising power in January 1971 and Reactor 2 has achieved a factor of 40.8, since raising power in June 1971.

Thus the effective operational life, over the period covered by Tables A1 and A2 is as follows:-

R1	5 reactor years
R2	3 reactor years

The total number of tube failures in each reactor, since power raising, are 14 in R1 and 32 in R2.

Thus the failure rates have been:-

R1	2.8 per reactor year
R2	10.7 per reactor year

3. NATURE OF THE FAILURES IN REACTOR 1.

The tube failures in R1 have, in general, occurred close to the 2 man-access ways (see Figure 10 of enclosure) and have been attributed to an erosion-corrosion failure mechanism on the water side of the tubes, probably enhanced by bubble collapse (cavitation) on the heated bends (Reference A2). This type of failure had not previously been encountered in CEGB reactors.

4. NATURE OF THE FAILURES IN REACTOR 2.

See enclosed CEGB publication "Wylfa Nuclear Boiler Repair". The last leak listed in Table A2 may, in fact, be of the type encountered in Reactor 1.

REFERENCES.

- A1 SPELLER, A.H. "Proposal for the use of a new design of boiler tube leak plugging jack". CEGB Report NP/SC 1273. 4th July, 1979.
- A2 CLOWES, J.A. "The metallurgical examination of an economiser tube bend removed from Reactor 1, Wylfa Power Station". CEGB Report NW/SSD/SR/85/77.

TABLE A1 - REACTOR 1. BOILER LEAKS AND PLUGS

1	2	3	4	5	6	7	8
LEAK No.	DATE M Y	WYLFA BOILER	PLTN No.	PKT No.	POS in PKT	PLUG TYPE +	REMARKS *
1	8 69	4E	124	8	12	M	
2	12 69	3C	803	51	3	P	
3	11 70	1A	473	30	9	M	
4	11 70	3F	181	12	5	M	
5	12 70	3F	181	12	5	P	Machine weld failed (See 4)
	1 71	Power raising					
6	6 71	1A	473	30	9	P	Machine weld failed (See 3)
7	2 74	2F	186	12	10	J/P	Internal plug August 1975
8	6 74	3C	785	50	1	J/P	Internal plug August 1975
9	1 75	2A	498	32	2	J/P	Internal Plug August 1975
10	7 75	2F	148	10	4	P	Plugged off for investigation *
11	7 75	4D	992	62	16	P	Plugged off for investigation *
12	11 75	1A	499	32	3	J/P	Internal plug May 1976
13	5 76	1A	495	31	15	M/P	Machine weld failed. Vessel entry.
14	6 76	1E	991	62	15	J/P	Internal plug July 1977
15	9 76	4D	990	62	14	J/P	Internal Plug July 1977
16	12 76	1E	989	62	13	M	
17	1 77	1A	493	31	13	J/P	Internal plug July 1977
18	5 77	4C	824	52	8	P	Plugged off for investigation *
19	8 77	1A	497	32	1	J/P	Internal plug January 1978
20	1 78	1A	503	32	7	P	Vessel entry to fit plug (Also No.19)
21	10 78	2A	502	32	6	J/P	Internal plug August 1978
22	3 78	2E	16	1	16	J/P	Internal plug August 1978
23	1 79	1E	987	62	11	J/	

NOTES: + M = Machine welded repair
 P = Plugged internally
 J = Temporary Jack plug fitted

* Not included in the list of leaks

TABLE A2 - REACTOR 2. BOILER LEAKS AND PLUGS

1	2	3	4	5	6	7	8
LEAK No.	DATE M Y	WYLFA BOILER PEN No.	PLTN No.	PKT No.	POS in PKT	PLUG TYPE +	REMARKS *
1	4 69	7E	33	3	1	M	Leak during hydraulic test
2	2 70	7E	43	3	11	M	Leak during hydraulic test
	6 71	Power raising					
3	8 71	8F	256	16	16	M/P	Machine weld failed. Vessel entry.
4	11 71	5H	387	25	3	M	
5	12 71	7B	685	43	13	M	
6	12 71	6F	170	11	10	M	
7	12 72	6D	912	57	16	M	
8	3 73	6E	416	26	16	M	
9	4 73	6C	816	51	16	M	
10	6 73	8F	224	14	16	M/P	Machine weld failed. Vessel entry 7/73.
	8 73	Boiler acid clean					
11	8 73	8E	108	7	12	M	
12	9 73	5E	17	2	1	M	
13	9 73	8C	860	54	12	M	
14	9 73	8C	876	55	12	M	
15	9 73	6A	543	34	6	M	
16	9 73	6F	184	12	8	M	
17	11 73	7D	971	61	11	M	
18	11 73	6F	138	9	10	M	
19	12 73	7D	913	58	1	J/	Jack repositioned 3/74
20	2 74	8A	608	38	16	J/P	
21	2 74	8G	384	24	16	J/P	
22	3 74	6E	48	3	16	J/P	
23	3 74	6A	512	32	16	J/P	
24	4 74	8G	336	21	16	J/P	Internal plugs fitted during 1974 outage.
25	4 74	6E	432	27	16	J/P	
26	4 74	6F	144	9	16	J/P	
27	4 74	8F	240	15	16	J/P	
28	5 74	6B	640	40	16	J/P	
29	6 74	8H	496	31	16	P	Plugged off for investigation *
30	6 74	5A	497	32	1	P	" "
31	10 74	8D	976	61	16	P	Plugged off "incipient
32	10 74	8H	448	28	16	P	leaks" after fibrescope
33	10 74	8E	128	8	16	P	inspection
34	1 77	8C	832	52	16	J/P	
35	6 77	6A	560	35	16	J/P	Internal plugs fitted
36	9 77	8C	864	54	16	J/P	1978 outage (10/78)
37	2 78	6D	882	56	2	J/P	
38	7 78	8D	968	61	8	J/P	
39	2 79	5A	499	32	3	J/	Access way failure

NOTES: + M=Machine welded repair
P=Plugged internally
J=Temporary Jack plug fitted

* Not included in the list of leaks.

C.2 ANALYSIS OF OPERATING EXPERIENCE FOR GAS CIRCULATORS IN CEGB REACTORS

L. Cave, Pollution Prevention (Consultants) Ltd.
England

CONTENTS

1.	Introduction	1
2.	Description of Gas Circulators used in the CEGB Magnox Reactors	2
3.	Description of Gas Circulators used in the Hinkley "B" AGR's	3
4.	Method of Presenting the Data on Circulator Failures in GEGB's Reactors.	3
5.	Frequency of Circulator Faults	6
6.	Potential for Common Mode Faults	7
7.	Uncertainties	7
8.	Applicability of CEGB Operational Experience to HTGR	8
9.	Conclusions	9
10.	Acknowledgements	9
	References	10
Table 1	- Circulator Drive - Outline Specification for Magnox Reactors	11
Table 2	- Overall Summary of CEGB's Operating Experience with Gas Circulators	12
Table 3	- Summary of Operating Experience with Gas Circulators, by Type of Fault and Station	13
Table 4	- Summary of Gas Circulator Operating Experience	15
	4.1 Berkeley	
	4.2 Bradwell	
	4.3 Hinkley "A"	
	4.4 Trawsfynydd	
	4.5 Dungeness "A"	
	4.6 Sizewell	
	4.7 Oldbury	
	4.8 Wylfa	

II

Table 5	-	Operating Experience with Gas Circulators - Hinkley Pt. "B" AGR	54
		5A Chronological Record	
		5B Statistical Summary	
Appendix 1		Description of Hinkley "B" AGR Gas Circulator	56
		1 General	
		2 Gas Circulators	
		3 Inlet Guide Vanes	
		Figure 1 Layout of the Encapsulated Circulator and Driving Motor.	
Appendix 2		The Frequency of Coincident Faults Experienced in Circulator Operation	60
		1 Introduction	
		2 Summary of Coincident Faults Experienced in Circulator Operation	
		Table A2.1 Summary of Coincident Faults Experienced in Circulator Operation	
Appendix 3		The Frequency of Initiating Events Leading to Tripping or Enforced Outages of Single Circulators	63
		1 Introduction	
		2 Major Circulator Failures	
		3 Major Failures of Circulator Prime Movers	
		4 Other Components with Low Failure Rates	
		5 The Less Rare Causes of Circulator Faults	
		Table A3.1 Frequency of the Less Rare Types of Circulator Fault Leading to Circulator Trip or Enforced Shutdown	
Appendix 4		An Estimate of the Reliability of Pony Motors in CEGB's Gas Cooled Reactors	66
		1 Introduction	
		2 Analysis of Operating Data	
		3 Frequencies of Defects Leading to Reactor Trips or Enforced Shutdowns	
		4 Frequencies of "Failures on Demand" of Pony Motor Systems	
		Table A4.1 The Incidence of Pony Motor Faults and "Failure on Demand" in CEGB Magnox Reactors	

III

Appendix 5	Potential Causes of Common Mode Failures in Gas Circulators Suggested by Operational Experience in CEGB's Reactors	69
1.	Introduction	
2	Specific Examples of Some Unusual Potential Causes of Common Mode Faults	
3	Examples of More Usual Potential Causes of Common Mode Faults	
4	Conclusions	
Appendix 6	A preliminary Analysis of Trends in Circulator Fault Rate	77
1	Introduction	
2	Method of Analysis	
Table A6.1	Distribution by Station and Class of Fault of Cases showing a Discernible Trend in Fault Rates	
Table A6.2	Trend with Time of Type Faults in Circulators and Their Drives	
Addendum	Operating Experience with Circulator Shaft Seals in CEGB's Magnox Reactors	82

1. INTRODUCTION

For the quantitative safety and reliability analysis of a conceptual design of an HTGR, data for the frequency and nature of the faults in the gas circulators are required. In the absence of data from a fully representative prototype reactor, it is necessary to extrapolate from the experience obtained with gas circulators in other types of reactor. One of the most useful sources for this purpose is the experience obtained by CEGB in the operation of their magnox reactors. Part of this experience has been reviewed in a relatively recent paper by Cave and Gow (Ref. 1). However, that paper was concerned mainly with the specific problem of comparing the reliability of steam driven and electrically driven circulators. In this paper the data base has been extended to cover the CEGB operating experience up to 1 January 1980. The method of analysis and presentation provides a more extensive set of data for use in safety and reliability analyses.

Sufficient information about the design of the circulators is provided to enable the reader to visualize the sequences of events which are described and to interpret these in terms of the design with which he is concerned. In this context it should be noted that, with the exception of the two AGR's at Hinkley "B", the whole of CEGB's experience is related to externally mounted circulator drives. In the case of the electric drives, all of the machines are squirrel-cage induction motors. In four of the stations, horizontal electric drives are used and in one (Sizewell) a vertical arrangement is employed. Both steam driven stations use horizontal drives.

The two AGR's which are currently in service use fully encapsulated motors, mounted within the PCRV and running in a CO₂ atmosphere. These, too, are mounted horizontally and use squirrel-cage induction motors.

The method used for presenting the results of CEGB's experience is designed to make it possible for the analyst to review quickly all the available information on any particular type of failure. Some examples are appended. The relevance of the data to the 1100 MW(e) HTGR design is also discussed, in general terms.

The data have been reviewed for evidence as to the potential for, and likely frequency of, common mode faults. This review has indicated some possible causes of common mode faults that might be overlooked in reliability studies, unless the analyst had had access to operating experience comparable in extent to CEGB's.

The uncertainties in the data, particularly with regard to lack of completeness and the possibility of the machines beginning to deteriorate much more rapidly due to the onset of a "burn-out" phase, are also discussed.

2. DESCRIPTION OF GAS CIRCULATORS USED IN THE CEGB MAGNOX REACTORS

2.1 Circulator Design Features

The principal design features of the circulators used in the CEGB's magnox reactors are summarized in Table 1. This table shows also the types of main and auxiliary drives which have been used. This table is based on Ref. 2.

Since many of the circulator faults encountered in practice have been due to the devices provided to seal the boundary between the primary coolant and the lubricating system of the circulator, a brief description of these is given in the following section. The lubrication systems themselves have also been a frequent source of outages. A brief description of these is also provided.

2.2 Gas Seal Design

Apart from the Hinkley "A" reactors, all the CEGB magnox reactors employ shaft seals of basically similar design to prevent ingress of circulator lubricating oil into the reactor and the egress of pressurized CO₂ from the reactor. A "face-type" of seal is employed, in which the duty of the sealing face itself is made as light as possible by balancing the oil and CO₂ pressures by means of an automatic control system. This continuously adjusts the oil pressure to make it slightly less than that of the CO₂.

In the case of Hinkley "A", the CO₂ pressure is balanced by air pressure, instead of by oil, so that seal failures lead to the ingress of air, instead of oil, or to the escape of CO₂.

2.3 Lubrication and Seal Oil System Design

The various designs provide varying degrees of independence between the lubricating and seal oil systems. Generally, with the exception of Sizewell, where pairs of circulators share a common main oil tank and centrifuge system, the oil systems of any one circulator are independent of the others. However, a common location, in a "circulator house" on each side of the reactor, may expose 50 per cent of the circulators to the same hazard in the event of a fire or flood. In all cases there is at least one, and more usually two, standby oil pumps for each system.

3. DESCRIPTION OF THE GAS CIRCULATORS USED IN THE HINKLEY "B" AGR's

As these circulators and their drives are the first of their type to be taken into service, a more detailed description is provided than for the machines used in the magnox reactors. A description given in Ref. 3 is reproduced in Appendix 1 to this paper. It will be seen that the arrangement is very similar to that proposed for the CACS circulators in some HTGR designs.

4. METHOD OF PRESENTING THE DATA ON CIRCULATOR FAILURES IN CEGB'S REACTORS

The number of causes of faults in gas circulators has been quite large but the experience is spread over nine stations, all of different design and covers a total of some 900 circulator years. The selection of the optimum method of presentation of the results has been quite difficult, but it is thought that the method chosen should be convenient for engineers and reliability analysts with widely different requirements.

As the seven oldest stations included in the present analysis have achieved lifetime cumulative availabilities varying between 69 and 80 per cent, the nominal number of circulator years for each station has been adjusted for its availability to obtain the actual number of equivalent circulator years. This correction becomes more important for the two later stations, Wylfa and Hinkley "B", as their cumulative availabilities are appreciably lower.

The data for the magnox stations are shown separately from the AGR data and are presented in summary form in the following tables:

Table 2. Incidence of faults, by station. The faults are subdivided by "class" according to the following scheme.

(a) Faults revealed during operation, subdivided into:

(i) Those causing a circulator trip

(ii) Those necessitating an enforced shutdown of the circulator.

(b) Faults during operation which did not require the circulator to be shutdown, or were revealed at shutdown inspection, are subdivided into:

(i) Those which are not repeated in other machines, or the "first-of-a-kind" of a type fault (i.e., "single faults")

This class also includes faults due to test procedures.

(ii) Type faults, those which occur for the same reason (e.g., a specific design error or fabrication defect) in several machines.

See also note concerning "Mulsifyre" units and "Unknown Causes" in relation to Table 4.

Table 3. Incidence of faults by station, subdivided by "class", as above, and by type. The "type" subdivision is into the following groups:-

Type 1 Electrical (main), or steam, supply

Type 2 Motor or turbine

Type 3 Circulator

Type 4 Flow control (used for Berkeley only)

Type 5 Pony motor

Table 4. Incidence of faults for each station, by calendar year and by a more detailed subclassification by type. A standard scheme of subdivision has been employed, so far as is possible. The scheme for coding each fault according to "class" is shown at the head of each of the tables of this type.

The scheme of presentation employed provides a visual impression of the changing incidence with age.

At this level of detail, two additional types of faults are included, viz:

- (i) Faults due to spurious operation of the "Mulsifyre" fire protection system.
- (ii) Faults due to causes which could not be established.

These have been omitted from Table 3, for the sake of simplicity of presentation, but are included in Table 4.

Table 5. Chronological record of circulator faults, for each magnox station, based on the Station Monthly Reports. This record contains all the technical information available from these reports which is relevant to the circulator failures. Included in the table are columns showing:

- (i) The classification of each event by "type", for inclusion in Table 4.
- (ii) The length of outage incurred, where this is stated in the report, or can be inferred.

Table 6. This contains the same information for the one AGR Station (Hinkley Pt "B") as Tables 4 and 5 for the magnox stations.

The classification by type of failure involves an element of personal judgement. Other analysts might wish to "score" some of the events in other ways. It should be noted that no specific attempt has been made to correlate circulator trips with reactor trips. The chance of a circulator trip leading to a reactor trip depends on so many factors in the design which are not related to the circulators that it was felt that such a correlation would not be meaningful. However, if it were required, it could be estimated from the information recorded in Table 5.

The limited data for circulator faults in the AGR's are shown in a separate set of Tables (Tables 6A & 6B).

5. FREQUENCY OF CIRCULATOR FAULTS

It will be apparent from the preceding section that Tables 2 through 5 provide as much information concerning the frequency of faults as can be extracted from the operating experience.

Table 2 shows that if faults leading to "trips" and "enforced outages" are taken together, there is not a wide variation between the frequencies for individual stations (the variation about the mean is less than a factor of 1.4 in either direction i.e., the lowest and highest are 0.37 per circ.yr (Bradwell) and 0.72 per circ. yr (Oldbury), respectively; the mean is 0.52 per circ. yr).

From Table 3 it can be seen that with the exception of Wylfa, the predominant causes (60 to 70 per cent) of circulator trips and enforced outages in all the magnox stations are the prime movers and the circulators themselves, particularly the latter, but from Table 4 it can be seen that the main causes of these faults lie in the ancillary systems, rather than the machines themselves. Wylfa is exceptional in that the predominant cause of circulator trips is the loss of main electrical supplies.

The data in Tables 4 and 5 can be used to examine the frequency of particular types of events. The results of analyses of the following aspects are contained in appendices to this paper, as shown:

- Appendix 2 The frequency of coincidental faults experienced in circulator operation
- Appendix 3 The frequency of initiating events leading to tripping, or enforced outages, of single circulators
- Appendix 4 An estimate of the reliability of pony motors in CEGB's gas cooled reactors
- Appendix 5 Potential causes of common mode failures in gas circulators suggested by operational experience in CEGB's reactors
- Appendix 6 A preliminary analysis of trends in circulator fault rates

The limited data for the AGR circulators indicates a frequency of circulator trips which is about the same as the average for the magnox stations (0.2 per circ. yr).

6. POTENTIAL FOR COMMON MODE FAULTS

The data in Tables 4 and 5 have been analyzed to determine whether there is any evidence to show that typical gas circulator systems have significant susceptibility to common mode faults. This analysis is described in Appendix 5 to this paper. A number of potential causes of common mode faults have been identified, some of which many have been overlooked in previous reliability analyses of GCR's by organisations which have not had access to the records of extensive operating experience. However, the likely frequency of such events cannot be determined immediately from the available data; the extension of the analysis in this direction is beyond the scope of the present paper.

7. UNCERTAINTIES

The main uncertainties in the historical data for the frequencies of circulator faults are similar to those for the corresponding data for boiler tube failures, which were discussed in Ref. 4, namely:-

- (a) Possible omissions from the Station Monthly Reports
- (b) Misinterpretation of the Station Monthly Reports
- (c) Difficulty in establishing the true number of years of circulator operation to which the data refer

Since the loss of one circulator necessitates a drop of some 10 to 20 per cent in the power output of a reactor, relatively few faults that lead to a circulator trip, or necessitate shutting down a circulator, will have been omitted from the Reports. There may, however, have been numerous faults which were discovered during inspection whilst a reactor was shut down for its bi-ennial overhaul and were rectified before the reactor was ready for return to service. Similarly the actual numbers of circulators affected by 'type faults' are subject to considerable uncertainty (e.g., see the entry for November 1966 in Table 5.4, Trawsfynydd Chronological Record), although the number of different causes of 'type faults' is not subject to any substantial error.

In the main the Station Reports are unambiguous so far as circulator faults are concerned; nevertheless there is sometimes a difficulty in deciding whether a fault was related to the gas-sealing system or to the lubrication systems.

In order to avoid under-estimating the frequency of faults in running plant the number of "circulator years" has been based on the mean availability of the individual stations. This leads to some conservatism in the results as most of the stations have been run at reduced output since 1970, owing to the need to reduce gas outlet temperature on account of the steel oxidation problem, but full gas flow has been maintained. The true number of circulator years is about 10 per cent greater. Fortunately this systematic error is in the opposite direction to that which is due to omissions from the Station Monthly Reports. Overall, it is considered that the uncertainty in the estimated frequencies is unlikely to be greater than 10 per cent, i.e., it is considerably less than the largest variation in most fault frequencies as between one station and another (See Table 3).

The frequency of "failure on demand" of stand-by plant, such as the auxiliary circulator motors is difficult to estimate as the frequency of testing has probably varied during the lives of the stations; there is also less certainty that all faults will have been recorded in the Stations Monthly Reports.

8.

APPLICABILITY OF CEGB OPERATIONAL EXPERIENCE TO HTGR

The major changes to be expected relate to the following:

- (i) Nature of coolant (i.e., helium instead of CO₂).
- (ii) Substantially higher pressure than has been used in the UK with external drives, leading possibly to difficulties in gas seal design.
- (iii) Type of motor (possibly), e.g., a synchronous motor with thyristor control would be substantially different in design from a squirrel-cage induction motor.

In terms of size of motor and of the duty of the circulator, the size of the motor would be comparable with that used in existing GCR's, e.g., Wylfa uses motors of 19,000 HP; the pressure rise across the circulator would be much higher in the HTGR than in the CEGB magnox reactors.

However, reference to the more detailed data in Table 4 of this paper shows that only 38 of the total number of circulator trips and enforced shutdowns were attributable to electrical and mechanical faults in the main motors and 32 were attributable to the rotors, shafts, couplings and bearings of the circulators, i.e., about 15 per cent of the whole.

Thus, providing that a sound design for the motors and circulators can be established and proved by out-of-reactor testing, the CEGB operating experience suggests that reliability will depend mainly on the design and maintenance of the ancillary systems, such as the lubrication and gas seal systems. Although the design of a gas seal to prevent the chronic ingress of sealing fluid (e.g. oil or water) may be difficult, the frequency of sporadic but possibly large ingresses of fluid need be no higher than has been experienced by CEGB. The other ancillary systems should present no new problems, so that comparable reliability should be obtainable. Alternatively, by increased redundancy and diversity, better reliability than that achieved by CEGB should be attainable, if desired.

9. CONCLUSIONS

The gas circulators, together with their services and energy supplies, are the largest single source of recorded faults in the operating history of the CEGB magnox reactors; nevertheless the average frequencies of circulator trips and enforced circulator shutdowns are relatively low (combined rate is 0.6 per circulator year) and no one station is very much better or worse than the average.

With few exceptions (See Appendix 6) there is no indication that circulator reliability is diminishing with age, although all the magnox stations, except Wylfa, had been in operation for at least 12 years at the latest date covered by this analysis. The frequency of 'type faults' (i.e., those due to some deficiency in design, in fabrication or in operation and maintenance methods) has diminished with time.

10. ACKNOWLEDGEMENTS

The assistance provided by the Executive of CEGB, in making access available to their records, and by the staff of Nuclear Operations Branch, in interpreting the records, is gratefully acknowledged.

REFERENCES

1. Cave, L. and Gow, R. S., "Experience of the Reliability of Steam and Electrically Driven Circulators for GCR's"., Nucl. Eng. Intl., August 1977, p. 57.
2. Carver, J. A., "Blower Operation at Nuclear Stations", CEGB Paper NP/OPS/604, 1967.
3. Extract from Safety Report for Hinkley "B" Nuclear Power Station.
4. Cave, L. "Analysis of Failure Data for Boiler Tubes in CEGB Reactors". Pollution Prevention (Consultants) Ltd. Report No. 10/79/285/417.

TABLE 1. Circulator Drive - Outline Specification for Magnox Reactor

Station	Type of Circulator	No. per Reactor	Pressure Rise psi	Inlet Pressure psia	Inlet Temp. °C	Adiabatic Efficiency	Power B.H.P.	Type of Drive	Speed Control	Range RPM	Pony Motor	Connection
Bradwell	Single stage axial	6	7.46	140	174	80	3,244	Squirrel cage induction motor	Variable frequency from aux. turbo-alternator	600-3300	Squirrel cage induction motor	Via a synchro-self-shifting coupling engaging at 600RPM
Berkeley	Single stage axial flow	8	7.44	132	154	81.5	3,240	Induction motor	Fluid coupling	548-2900	40 H.P. 240 V D.C. motor	Fluid coupling and bevel gears
Hinkley Point	Single stage axial flow	6	7.60	192	175	75	5,030	Squirrel cage induction motor	Variable frequency supply from aux. turbo-alternator	750-3000	Compensated compound, stability wound, D.C. motor	Triflex clutch, free overrun. Engaged at 100 RPM
Trawsfynydd	Single stage axial flow with variable IGV	6	13.89	2411	194	81.5	7,000	Squirrel cage induction motor	Variable mass flow from variable inlet guide vanes, throttle and bypass valves	-	2 speed, squirrel cage induction motor	Permanently coupled to the main drive shaft
Dungeness	Single stage axial flow with combined OGV and stator	4	12.4	2713	245	78	9,600	Back pressure steam turbine	Hydraulic governor	426-2240	2 speed, squirrel cage induction motor	Direct coupled
Sizewell	Vertical single stage axial flow with variable stagger IGV	4	12.72	268	209.6	80	9,850	Induction motor	Variable mass flow from variable stagger IGV and bypass valves	-	Variable speed slip ring	Automatic clutch and gear box
Oldbury	Single stage axial flow	4	11.0	365	240.9	76.5	6,520	Back pressure steam turbine	Hydraulic governor	400-2100	2 speed, squirrel cage induction motor	Direct coupled
Wylfa	Single stage axial flow	4	15.2	3872	245.5	80	18,900	Squirrel cage induction motor	Variable mass flow from variable stagger IGV	-	AC/DC motors	Via a synchro-self-shifting clutch

TABLE 2
Overall Summary of CEGB's Operating Experience with Gas Circulators*

Station	Operating Experience in sample		Class and Type of Faults								Total		
			Revealed During Operation				Revealed at Shutdown Inspection						
			Trip		Enforced Shutdown		Single Fault		Type Fault			(Except Type Faults)	
Reactor Yrs (Nominal)	Circ. Yrs (Adjusted)	No.	Freq.	No.	Freq.	No.	Freq.	No.	Freq.	No.	Freq.		
Berkeley	34	208	34	0.16	49	0.24	6	0.03	4	-	89	0.43	
Bradwell	34	144	21	0.15	32	0.22	5	0.04	3		58	0.40	
Hinkley Pt. A	29	126	56	0.44	43	0.34	6	0.05	2		105	0.83	
Trawsfynydd	29	126	10	0.08	39	0.31	9	0.07	4		58	0.46	
Dungeness "A"	28	88	29	0.33	22	0.25	14	0.16	7		65	0.74	
Sizewell	27	88	21	0.24	28	0.32	7	0.08	3		56	0.64	
Oldbury	23	76	24	0.33	34	0.45	14	0.18	1		72	0.96	
Wylfa	13	36	20	0.56	2	0.06	3	0.08	2		25	0.59	
TOTAL	217	892	215	0.24	249	0.28	64	0.07	(26)		529	0.59	

* Includes faults due to spurious operation of "Mulsifyre" fire protection systems (3) and faults due to unknown causes (6), not included in the summary of type of fault (Table 3) but excludes "Type Faults".

TABLE 3

Summary of Operating Experience with Gas Circulators, by Type of Fault and Station

Class of Fault	Type of Fault	Station and Adjusted Number of Circulator Years in Sample											Freq	
		Group No.	Description	Berk	Brad	Hink Pt	Traws	D'ness A	S'well	Oldb'y	Wylfa	Total		
Revealed during Operation	Circulator trip	1	Electrical (main) or steam supply	4	10	21	4	1	5	3	15	63	0.07	
		2	Motor or turbine	2	9	7	2	8	5	7	1	41	0.05	
		3	Circulator	12	-	18	2	18	9	5	3	67	0.08	
		4	Flow control (Berk-eley only)	12	-	-	-	-	-	-	-	12	(0.06)	
		5	Pony motor drive (Circ. trip, or fail to start)	1	1	7	1	2	2	6	-	20	0.02	
		Total Freq	31	20	53	9	29	21	21	19	203	0.23		
	0.15	0.14	0.42	0.07	0.33	0.24	0.28	0.53						
Revealed at Shutdown Inspection	Enforced Shutdown	1	Electrical (main) or steam supply	-	-	2	-	1	-	-	-	3	0.003	
		2	Motor or Turbine	4	3	9	5	6	8	8	2	45	0.05	
		3	Circulator	32	25	24	30	14	8	26	-	159	0.18	
		4	Flow control (Berk-eley only)	9	-	-	-	-	-	-	-	9	(0.04)	
		5	Pony motor drive (Circ. trip, or fail to start)	4	5	8	3	1	12	-	-	33	0.04	
		Total Freq	49	33	43	38	22	28	34	2	249	0.28		
	0.24	0.23	0.34	0.30	0.25	0.32	0.45	0.06						
Revealed at Shutdown Inspection	Single	1	Electrical (main) or steam supply	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		2	Motor or turbine	1	-	1	3	3	5	3	-	16	0.02	
		3	Circulator	3	5	5	4	10	1	8	3	39	0.04	
		4	Flow control (Berk-eley only)	2	-	-	-	-	-	-	-	2	(0.01)	
		5	Pony motor drive	-	-	-	2	1	1	3	-	7	0.01	
		Total Freq	6	5	6	9	14	7	14	3	64	0.07		
	0.03	0.04	0.05	0.07	0.16	0.08	0.18	0.08	(cont)					

TABLE 3 (cont)
Summary of Operating Experience with Gas Circulators, by Type of Fault and Station

Class of Fault	Type of Fault		Station and Adjusted Number of Circulator Years in Sample										Freq
	Group No.	Description	Berk	Brad	Hink Pt	Traws	D'ness A	S'well	Oldb'y	Wylfa	Total		
			208	144	126	126	88	88	76	36	892~		
Revealed at Shutdown Inspection	1	Electrical (main) or steam supply	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	2	Motor or turbine	2	1	1	1	2	3	-	1	11	-	
	3	Circulator	-	2	-	3	4	-	-	1	10	-	
	4	Flow control (Berk-eley only)	2	-	-	-	-	-	-	-	2	-	
	5	Pony motor drive (Circ. trip, or fail to start)	-	-	1	-	1	-	1	-	3	-	
	Total* Freq	86 0.42	58 0.40	102 0.81	56 0.44	65 0.74	56 0.64	69 0.78	24 0.67	516 0.58			

* Excluding "Type" Faults (Type 'D')

Table 4 (Contd.) Summary of Gas Circulator Operating Experience

Table 4.2 - Bradwell

Legend:

- A - Trip
B - Enforced shutdown
C - Preventative action
D - Preventative action (type fault)

Class No.	Type of Fault	Year of Operation																	Total
		62/63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	
1	<u>Electrical Supply (Main)</u> Loss of supply	1	3		1				2						1	2			10
1.1		A	B	C	D														
1.2		A	B	C	D														
1.3		A	B	C	D														
1	Total	1	3		1				2						1	2			10
		A	B	C	D														

Table 4.2 (Contd.)

Class No.	Type of Fault		Year of Operation																Total
			62/63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	
2	<u>Motor</u>																		
2.1	Electrical	A B C D	3			1	2	1	1										8
			1																1
2.2	Mechanical (including lub. system)	A B C D	1											1		1	1		1 3
2.3	C & I	A B C D																	
2.4	Other	A B C D																	
2	Total	A B C C D	3 1 - 1				1	2	1	1					1		1		9 3 - 1
3	<u>Circulator</u>																		
3.1	Rotor, shaft and coupler	A R C C D															1		1
3.2	Stator, casing, CO2 lines	A B C D	1		1		1	1				2							6
			1				1												2

Table 4.2 (Contd.)

[illegible]

Table 4.3 (Contd.)

[illegible]

Table 4.3 (Contd.)

[illegible]

Table 4.3 (Contd.).

[illegible]

Table 4 (Contd.) Summary of Gas Circulator Operating Experience

Table 4.4 - Trawsfynydd

Legend:

- A - Trip
B - Enforced shutdown
C - Preventative action
D - Preventative action (type fault)

Class No.	Type of Fault		Year of Operation																Total
			62/63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	
1	<u>Electrical Supply (Main)</u> Loss of supply	A B C D								2*						1			3
1.2	Switchgear and cable faults	A B C C D																1	1
1.3	Other	A B C D																	
1	Total	A B C D								2						1		1	4

* Both reactors simultaneously.

Table 4.4 (Contd.)

[illegible]

Table 4.5 (Contd.)

Class No.	Type of Fault	Year of Operation																	Total
		62/63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	
2	<u>Turbine</u>																		
2.1	Mechanical	A	B	C	D												1		- 1 - - -
2.2	Lubrication and governor oil system	A	B	C	D	1		1							1		1		2 1 1 1 -
2.3	Speed control and overspeed protection	A	B	C	D	2	1	1									1		6 4 2 2
2.4	Other	A	B	C	D														Nil
2	Total	A	B	C	D	2	2	1	1	3	1				1		1		8 6 3 2
3	<u>Circulator</u>																		
3.1	Rotor, shaft and coupler	A	B	C	D	1												1	- 2 3 1
3.2	Stator, casing, CO ₂ lines	A	B	C	D												1	1	- 1 1 -

Table 4.5. (Contd.)

Class. No.	Type of Fault		Year of Operation													Total			
			62/63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75		76	77	78
8.	<u>Overall Total</u>	A																	28+1
		B																	22
		C																	15-1
		D																	7
																			72

(18
June)

Table 4. Summary of Gas Circulator Operating Experience

Table 4.6 - Sizewell

Legend:

- A - Trip
- B - Enforced shutdown
- C - Preventative action
- D - Preventative action (type fault)

Class No.	Type of Fault	Year of Operation																	Total
		62/63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	
1	<u>Electrical Supply (Main)</u>																		
1.1	Loss of supply	A	B	C	D	1								1	1				3
1.2	Switchgear and cable faults	A	B	C	D										1				1
1.3	Other	A	B	C	D							1							1
1	Total	A	B	C	D	1						1		1	2				5

Table 4.6 (Contd.)

Class. No.	Type of Fault	Year of Operation																Total	
		62/63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78		79
3																			1
3.3	Bearings	A	B	C	D								1						
3.4	Lub. & seal oil systems	A	B	C	D	2	2			1	2		1				3		7 6
3.5	Gas seals	A	B	C	D								1		1				- 1 1 1 -
3.6	C & I	A	B	C	D			1							1			1	2 1 1
3.7	Other	A	E	C	D			1											1
3.	Total	A	B	C	D	3	2				1	2	1	1	2		3		9 8 1 1 -
4.	<u>Flow Control</u>	(Covered under Group 3.)																	

Table 4.6 (Contd.)

[illegible]

Table 4 Summary of Gas Circulator Operating Experience

Table 4.7 - Oldbury

Legend:

- A - Trip
- B - Enforced shutdown
- C - Preventative action
- D - Preventative action (type fault)

Class No.	Type of Fault	Year of Operation																	Total
		62/63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	
1	<u>Steam Supply</u>																		2
1.1	Loss of supply	A	B	C	D							1					1		-
1.2	Steam mains and valves (ex. turbine)	A	B	C	D							1							1
1.3	Other	A	B	C	D														-
1	Total	A	B	C	D							2					1		3

Table 4.7 (Contd.)

[illegible]

Table 4.7 (Contd.)

Class. No.	Type of Fault	Year of Operation																	Total
		62/63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	
5.	<u>Pony Motor</u>																		1
5.1	Electrical Supply						1												1
5.2	Motor, C & I						1	1											3
							1		1										3
							1												1
5.3	Other (inc. not known)						1			1									2
5.	Total						3	1	1		1								6
								1		1	1								3
							1												1
6.	<u>Mulsifyre System</u>										1								1
7.	Unknown causes						1			1									2

Table 4.8 (Contd.)

[illegible]

Table 4.8 (Contd.)

Class. No.	Type of Fault		Year of Operation														Total		
			62/63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76		77	78
8.	<u>Overall Total</u>	A B C D																	20 2 3 2

TABLE 5. OPERATING EXPERIENCE WITH GAS CIRCULATORS - HINKLEY PT "B" AGR

TABLE 5A. CHRONOLOGICAL RECORD

Date	Reactor	Circ.	Description of Failure
FEB 77	R4	20B	Failure of all power supplies to IGV systems, during power raising.
MAR 77	R4	NK	Outage following a reactor trip prolonged by failure of a circulator main lub. oil pump.
MAY 78	R4	NK	Spurious trip of a gas circulator (cause unspecified) led to a reactor trip.
MAY 78	R4	19A	Vibration problems on the circulators necessitated reduction in load (from 520 MW(1) to 350 MW(1)) - persisted for several weeks.
NOV 78	R3	13A & 14A	Spurious indication of high vibration on these circulators necessitated temporary reduction in power (550 MW(1) to 300 MW(1)).
MAR 79	R3	Quadrant 14	Quadrant tripped (9th March) - cause not stated, reactor did not trip.
JUN 79	R3	Quadrant 14	Quadrant tripped (25 June) "following a relay failure - not clear whether a circulator was involved. Reactor did not trip.
NOV 79	R4	20A	Circulator tripped on earth fault; reactor continued on 3 quadrants for 3 weeks. (See Text)

TABLE 5B STATISTICAL SUMMARY

NOMINAL OPERATING PERIOD	REACTOR 3 (From 1 Jan 1978) - 2 Years
	REACTOR 4 (From 1 Jan 1977) - 3 Years
ADJUSTED NUMBER OF CIRCULATOR YEARS*	
NUMBER OF CIRCULATOR TRIPS	4
FREQUENCY OF CIRCULATOR TRIPS	0.8 Per circ. yr

APPENDIX I

DESCRIPTION OF HINKLEY "B" AGR GAS CIRCULATOR

1 General (Fig 1)

In each reactor the carbon dioxide gas is circulated by eight gas circulators, there being two gas circulators associated with each of the four boiler quadrants. The circulator is of the encapsulated type (See Fig 1).

The circulator is driven by a constant speed motor, the mass flow of gas through the circulator is controlled by a motorised vane system, the vanes being situated in the inlet duct of the circulator.

Gas coolers situated at the back end of the encapsulation remove heat generated by the motor. The coolant medium for the gas coolers is water taken from the reactor auxiliaries cooling water system, and the temperature of the gas is constantly monitored using thermocouples situated in the gas stream.

The lubrication equipment is external to the encapsulation and, in general, consists of four high pressure lubrication tanks, one for each associated pair of circulators. The oil system incorporates two 100% duty oil pumps, a rundown pump, which is only capable of supplying sufficient oil to run the circulator down, two 100% oil coolers (both normally in operation) and an oil filter.

2 Gas Circulators (Fig 1)

The circulator drive motor is a fully submerged horizontal spindle squirrel cage motor and develops 6700 hp at 2970 rev/min and is supplied with 11 kV, 3-phase, 50 Hz.

The motor is capable of continuous operation at 75% volts for a period not exceeding five minutes. Starting and accelerating can be carried out at a minimum voltage of 80% normal. The motors are capable of recovering to normal in the event of a system disturbance causing temporary loss of supply voltage for periods up to three seconds, followed by a sudden restoration to 80% normal voltage.

The motor is also capable of continuous operation under service conditions at any frequency between 48 - 51 Hz, together with a voltage $\pm 5\%$ of normal.

Three equally spaced starts per hour or, two consecutive starts with no more for 1 hour, under the worst starting conditions, are permissible i.e., reactor on load and six circulators running.

An anti-rotation device is fitted to the shaft capable of withstanding the maximum torques exerted on the motor under stationary conditions. Also fitted is a speed measuring device with four outputs for safety circuits and speed indication.

Duplicate thermocouples are provided in each phase of the stator windings and in all bearings for temperature monitoring purposes.

Heaters are supplied which are adequate for maintaining the motor windings in a dry condition during periods of standstill.

3 Inlet guide vanes

The inlet guide vane mechanism is fitted within the encapsulation with the necessary combination of reduction gearing and driving motors to meet the requirements of automatic, manual, sequence and emergency control.

Connected to the drive shaft to the vanes are two position transmitters to provide a feedback signal for the control loop and local/remote indication.

Mounted external to the machine is the Ascron static control equipment supplied by Laurence Scott and Electromotors Ltd for control of the motors, complete with components to give closed loop control when fed with the mass flow demand signal.

Mounted on a local panel are a vane position indicator and a local control switch for local control of the vanes.

The electrical supply to the IGV drive motor and the duplicate standby motor is a 415V no-break supply.

Incorporated within the system is a method for operating the vane position manually. This system will only be used during commissioning, or on a complete failure of the motorised vane mechanism.

During normal operation the shaft is completely disengaged from the drive unit and is secured by means of a cotter pin contained within the end closing cap.

To engage the drive unit the end cap is removed and a thrust unit is connected to the end of the shaft. This unit is then jacked towards the sealing gland assembly by means of the extended holding-down studs, thus moving the shaft forward - against the sealing gland pressure, and so engaging the drive unit.

The coupling connecting the manual mechanism to the vane control unit is a simple prong and capstan type, the effort required to rotate the coupling being manual effort only. Full vane movement requires approximately 1500 turns of the shaft, the time taken being approximately twenty minutes.

FIGURE 1. LAYOUT OF THE ENCAPSULATED CIRCULATOR
AND DRIVING MOTOR.

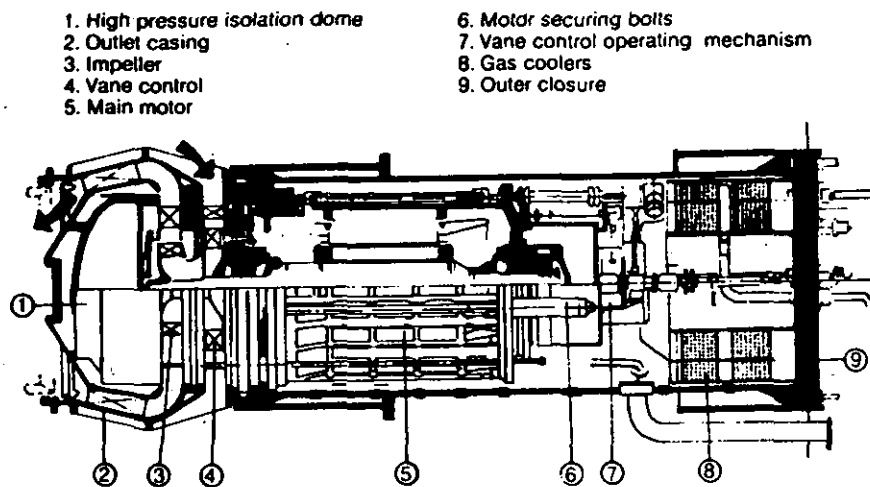


Fig. 9. Gas circulator (Hinkley Point B)

Reproduced by courtesy of BNES

APPENDIX 2

THE FREQUENCY OF COINCIDENT FAULTS EXPERIENCED IN CIRCULATOR OPERATION

1. INTRODUCTION

In the sample of GEGB operating experience which has been analyzed in detail, there are several cases in which the trip of a circulator has revealed the pre-existence of at least one other fault, thereby leading to a change from the expected sequence of events in response to the initiating faults. There are also some cases in which more than one fault appears to have occurred independently in a single system. The relevant experience is summarized below.

2. SUMMARY OF COINCIDENT FAULTS EXPERIENCED IN CIRCULATOR OPERATION

The most frequently encountered fault of this type is that in which the pony motor fails to start, or, having started, fails to run; some other types of coincident faults which have been reported are shown in Table A2.1.

The various cases are summarized in Table A2.1, below. It will be seen from the table that there have been 20 cases in which at least one apparently independent fault occurred, or was present, at the time when a circulator trip occurred (this corresponds to a frequency of about 8×10^{-3} per circulator trip). On four occasions there were 2 or 3 apparently independent faults present but in each of these cases there was some element of a "common mode" fault (See Appendix 5).

TABLE A2.1

SUMMARY OF COINCIDENT FAULTS EXPERIENCED IN CIRCULATOR OPERATION

Type of Equipment	Nature of the Fault	Station	Date
Pony motor	(a) Failure to start when circulator tripped	7 cases in all (see Appendix 4). In 2 cases 2 motors failed to start but there was a common cause.	
	(b) Motors started after circulator trip but clutch failed to transmit drive	3 cases in all (see Appendix 4); in 1 case the clutches failed in 3 out of 6 units, but there was a common cause.	
	(c) Drive transmitted after circulator trip, but motor did not continue to run	2 cases in all (see Appendix 4)	
Lubricating and seal oil system	Two circulators had to be shut down due to high seal-oil temperature, when their common oil system developed 2 independent faults. (The report does not describe the faults).	Sizewell	Feb 73
	Failure of running seal-oil pump and inability of the stand-by pump to take over the duty led to circulator trip, probably due to transient surges in the oil pressure.	Sizewell	Feb 78
	Circulator tripped due to failure of running seal-oil pump and inability of the stand-by seal-oil pump to take over the duty. (The report does not describe the reason for the failure).	Sizewell	June 78
	Main seal oil pump of circulator 4 (R2) tripped (due to a coupling failure): standby pump started correctly, but non-return valve of main pump failed to seal properly. Circulator 4 tripped and circulator 3, which has a partly common seal-oil system was also tripped by the disturbance of the seal oil system.	Sizewell	Sept 78

TABLE A2.1 (Cont)

Type of Equipment	Nature of the Fault	Station	Date
Standstill seal	Circulator shutdown due to excessive oil flow past running gas-seal; on shutdown standstill seal also found to be defective, passing an excessive amount of oil.	Oldbury	Dec 68
	Circulator tripped due to inadvertent application of standstill seal at 2000 rpm; caused by a double fault in the electrical control system.	Oldbury	Aug 71
Main motor, electrical supply cabling and cooling system	Circulator tripped due to earth fault in main motor cable box; due to voids in circulator compound and ingress of water from leak in motor cooling system.	Berkeley	Oct 75
Circulator C&I and reactor guaranteed supplies	Spurious trip signal forms circulator C&I (see Table 5.5) coincident with a fault on MG set led to a reactor trip	Dungeness "A"	Feb 78

APPENDIX 3

THE FREQUENCY OF INITIATING EVENTS LEADING TO TRIPPING OR ENFORCED OUTAGES OF SINGLE CIRCULATORS

1. INTRODUCTION

Analysis of the CEGB data provides an indication of the frequency of events which are likely to lead to the tripping or enforced outages of single circulators and to multiple failures due to common mode effects. Some of these events are relatively rare (less than 0.01 per circ. yr) others are relatively frequent, of the order of 0.1 per circ. yr.

This evidence may prove to be of value in design, either as an indication of areas where additional redundancy or diversity might be economic or as a basis for decisions as to the extent of precautions which should be taken against the less frequent faults. Those events which appear to be of significance as a potential cause of common mode faults are discussed in Appendix 5. The scope of this Appendix is limited to cases where only single failures are expected. Faults in pony motor drives and couplings are considered separately, in Appendix 4.

2. MAJOR CIRCULATOR FAILURES

Each of the stations has had 1 or 2 major circulator failures due to events such as rapid loss of lubrication, leading to severe damage.

Metallic debris, either in the form of articles left in the circuit or, in one case, failure of a stator blade, has caused damage to the rotor in 4 cases.

Seizure of a machine during full power operation occurred on two occasions (see Table 5.7 (Oldbury) Aug 1968 and Table 5.3 (Hinkley "A" Oct 1974).

Cases of the circulator developing severe surge conditions have been reported only from Wylfa (see Table 5.8, May 74 and May 77) and from Trawsfynydd, but the latter was due to a control valve failure.

The overall frequency of trips and enforced shutdowns due to the above causes was 1×10^{-2} per circ. yr.

3. MAJOR FAILURES OF CIRCULATOR PRIME MOVERS

No major mechanical failures of the circulator prime movers have been reported for either of the 2 stations using turbine drives (i.e., Dungeness "A" and Oldbury, totalling 164 circulator years).

Amongst the six stations using electrical drives all except Sizewell developed type faults that necessitated repairs and/or modification, viz:

Berkeley	Breaking of rotor bars	See Table 5.1 Mar 74
Bradwell	Stator earth faults	See Table 5.2 Dec 63
Hinkley "A"	Stator earth faults	See Table 5.3 Jun 66
Trawsfynydd	Cracking of rotor shafts	See Table 5.4 Jan 78
Wylfa	Loose motor fans	See Table 5.8 Dec 71

It will be seen that in the case of Berkeley and of Trawsfynydd the fault did not appear until some 12 years after the start of operations, whereas in the other 3 cases the faults appeared within a year or so.

Apart from these type faults, severe motor failures have been infrequent, e.g., 1 burst rotor at Hinkley "A" (Table 5.3, Jul 68); damage to windings by loose components, 2 instances at Sizewell (Table 5.6, Oct 73 and June 75) and isolated occurrences of stator winding faults at Berkeley, Trawsfynydd and Sizewell.

4. OTHER COMPONENTS WITH LOW FAILURE RATES

Couplings, other than the self synchronizing type used for pony motor drives (see Appendix 4), have not been a frequent cause of trips or shut-downs (Frequency 5×10^{-3} per circ. yr).

5. THE LESS RARE CAUSES OF CIRCULATOR FAULTS

Data contained in Table 4 have been extracted to determine the frequency of the less rare types of circulator fault, as shown in Table A3.1.

TABLE A3.1
FREQUENCY OF THE LESS RARE TYPES OF CIRCULATOR FAULT LEADING TO CIRCULATOR TRIP
OR ENFORCED SHUTDOWN

Station	Circ Yr (Adjusted)	Electrical Supply			Steam Supply		Circulator		
		Source	Cables & Switch gear	Source	Mains & Valves	Bearings	Lub and Seal Oil	Gas Seal	
(i)	(ii)	(iii)	(iv)	(v)	(vi)	(vii)	(viii)	(ix)	
Berkeley	208	-	4			2	22	6	
Bradwell	144	10				-	11	8	
Hinkley "A"	126	21	2			4	16	19	
Trawsfynydd	126	3	1			9	7	12	
Dungeness "A"	88	Not Applicable		-	2	1	10	16	
Sizewell	88	3	1			1	13	1	
Oldbury	76	Not Applicable		2	1	2	9	11	
Wylfa	36	15	-			-	1	-	
Total	892	52	8	2	3	19	89	73	
Freq per circ yr		0.07	0.01			0.02	0.10	0.8	

In Col (iii) the relatively high frequency of electrical supply factors at Bradwell and Hinkley "A" is largely due to the use of separate variable frequency turboalternators to supply the circulator motors there is only one set per reactor and a joint, non-running, standby set. In the case of Wylfa the main electrical system is such that the trip of one of the station turboalternators (300 MW(1)) frequently causes a circulator to trip.

APPENDIX 4

AN ESTIMATE OF THE RELIABILITY OF PONY MOTORS IN CEGB'S GAS COOLED REACTORS

1. INTRODUCTION

In the sample of CEGB operating experience which has been analyzed in detail there have been some cases in which the pony motors either failed to start on demand or, having started, the drive failed to take up, or the motor failed to continue to run after taking up the drive. In addition there have been a number of cases in which faults in the pony motors, or in the coupling connecting the motor to the circulator, occurred.

In this Appendix the frequencies of failures of pony motors on demand and the frequencies of faults leading to circulator trip, or enforced shutdown, are estimated. The frequency of coincident faults recorded in relation to pony motor behaviour is also discussed.

2. ANALYSIS OF OPERATING DATA

The relevant data are recorded in detail in Table 5 of this report; for the purpose of this analysis the data have been summarized, according to type of defect, in Table A4.1. This table permits rapid cross-reference to the chronological data in Table 5.

It should be noted that some of the more important of the defects have been in the nature of type faults due to design errors; in these cases frequencies have been calculated in two ways:-

- (i) Counting all recorded faults
- (ii) Counting only the first of what later proved to be a type fault.

In this context the case of the 3 early failures at Oldbury, which appear to be attributable to inadequate tests during commissioning, have been considered as type faults. The continuing "coupling pick-up" faults at Sizewell may also be regarded as a type fault.

For faults leading to trips, or enforced shutdowns, frequencies can be expressed in terms of "fault per pony-motor year", the total number of "pony motor years" being almost the same as the number of "circulator years" used elsewhere in this report*

* Wylfa has 2 pony motors per circulator.

For frequencies of failure on demand, the number of reactor trips and individual circulator trips, each of which would create a demand for pony motor operation, has been estimated. Reactor shutdowns and routine tests also create a demand for pony motor operation but the incidence of failures on demand is less clearly defined; the estimated frequencies have therefore been derived from the data relating to failures in response to demands.

3. FREQUENCIES OF DEFECTS LEADING TO REACTOR TRIPS OR ENFORCED SHUTDOWNS

The total number of "pony motor years" in the sample is 944.

It can readily be seen from Table A4.1 that motor defects have been the dominant cause, amongst pony motor trips, of reactor trips and enforced shutdowns. However, the failure rate (2×10^{-2} per pony motor year) is lower than for the main motors (5×10^{-2} per motor year), as would be expected, since the pony motors are only running on load for a small fraction of the operating time.

Coupling defects are also a relatively frequent cause of the reactor trips and enforced shutdowns, attributable to faults in the pony motor systems.

4. FREQUENCIES OF "FAILURES ON DEMAND" OF PONY MOTOR SYSTEMS

From Table A4.1 it can be seen that the most frequent cause of failure of the pony motor systems to respond to the demands on them, following a reactor trip, is failure of the motor to start. However, the other 2 generic causes of failure (i.e., failure to pick up drive and failure to continue running) taken together are of almost equal importance.

It can be seen from Table A4.1 that the frequency of "failure on demand" has been quite low.

- (i) Using the data prior to correction for type faults, the average frequency (over some 2400 demands) is 8×10^{-3} per demand, the frequencies ranging from less than 2×10^{-3} (Wylfa) to 4×10^{-2} per demand (Oldbury).
- (ii) When corrected for type faults the average frequency of failure per demand is reduced to 5×10^{-3} and the range is reduced also; from less than 2×10^{-3} (Wylfa) to 2×10^{-2} (Oldbury).

TABLE A4.1 THE INCIDENCE OF PONY MOTOR FAULTS AND "FAILURE-ON-DEMAND" IN CEBG MAGNOX REACTORS

Failures to respond to demand from trips					Number of trip demands	Frequency		PM/coupling faults as init. events for R.Trip or S.down					
Failure to start on auto	Failure to pick up drive	Pick-up but failure to run	Uncorr-ected	Total		Uncorr-ected	Corr-ected	Pick-up by Coupling	Motor Defect	Coupling Defect	Other Defects	Total	
												Uncorr-ected	Corr-ected
Berkeley			-	-	319	$<3 \times 10^{-3}$	$<3 \times 10^{-3}$		Oct 73 Jun 74	Jul	Mar 71	4	4
Bradwell	(Mar 69*)		(1)*	(1)*	259	$<3 \times 10^{-3}$	$<3 \times 10^{-3}$		Jul 63 Oct 67 Feb 76 Jul 76 Dec 79			5	5
Hinkley	May 65 (4) ϕ Mar 77	May 65	7	3	501	1.4×10^{-2}	6×10^{-3}		Jul 73 Sep 73	May 65 (2) Jan 67 Dec 68 Sep 78 Mar 79		6	6
Trawsfynydd	Mar 71		1	1	299	3×10^{-3}	3×10^{-3}		Apr 67 Jul 70	Jun 72 May 75		4	4
Dungeness A	Jan 67		2	2	207	1×10^{-2}	1×10^{-2}		Sep 70 (3) ϕ Jul 78			4	2
Sizewell	Apr 67 (2) Dec 75		3	2	128	2×10^{-2}	1.6×10^{-2}	Nov 67 (2) ϕ Feb 74 Mar 75 Apr 76 Nov 77 Aug 78 Sep 78		Apr 79	Jan 71	12	5
Oldbury	Jul 68 (3)+ Dec 70 Jun 73	Apr 72	7	4	192	4×10^{-2}	2×10^{-2}		Jan 69 Sep 69			2	2
Wylfa			-	-	507	$<2 \times 10^{-3}$	$<2 \times 10^{-3}$					-	-
TOTAL Uncorrected	11	6	19	-	2412	8×10^{-3}	5×10^{-3}	8	19	10	1	37	28
TOTAL (corrected for type faults)	7	3	-	12		$1 (- \times 10^{-3})$	$17 (2 \times 10^{-2})$	$9 (8 \times 10^{-3})$	$1 (1 \times 10^{-3})$	$1 (1 \times 10^{-3})$			$28 (3 \times 10^{-2})$

NOTES: * Fault occurred at shut-down; ϕ Type fault; + Inadequate commissioning tests (see text).

NOTES: * Fault occurred at shut-down; ϕ Type fault; + Inadequate commissioning tests (see text).

APPENDIX 5

POTENTIAL CAUSES OF COMMON MODE FAILURES IN GAS CIRCULATORS SUGGESTED BY OPERATIONAL EXPERIENCE IN CEEB'S REACTORS

1. INTRODUCTION

A detailed review of CEEB's operational experience has suggested some possible causes of common mode failures which may not have been considered in previous analyses. In addition, the CEEB data provided part of the information needed for quantification of the frequency with which potential common mode faults can be expected to occur. Within CEEB the feed back of operational experience has provided an effective means of eliminating the potential causes of common mode faults which have been revealed by their experience. However, for other organisations, without direct access to extensive operational experience, this Appendix may provide a useful "check list".

In designs where the main loop circulators are used as a first line of defence in post-accident situations, it is important to bear in mind that, if the initiating event is the failure of a circulator component, that machine is unlikely to be available in the post-accident period. For example, inadvertent engagement of a pony motor, which has not been designed to run at main circulator motor speed, is likely to damage the motor and may also damage other components such as shafts, gear boxes and lubrication systems. Similarly, the inadvertent application of a "standstill seal" whilst the machine is running may not only prevent further operation of the machine, but could also lead to an excessive rate of loss of primary coolant when the machine is stationary. Common components or services, in the lubrication system of two or more circulators are also a potential cause of common faults.

2. SPECIFIC EXAMPLES OF SOME UNUSUAL POTENTIAL CAUSES OF COMMON MODE FAULTS

The following examples are included to assist designers who do not have the benefit of CEGB's extensive operating experience.

2.1 Gas Seal Failures

2.1.1 Berkeley, June 75, R1, Circulator 13.

The circulator had been shut down for repairs to the running gas seal. On returning to service the machine was started after the standstill seal had been removed, but before the correct oil conditions for the running seal had been established. As a result, the running seal was damaged (white metal of face 'wiped'). It will be seen that a fault of this nature occurring during a normal startup of the reactor, when all the circulators would be started simultaneously, could lead to a slow depressurization accident in which the main circulators might not be available, consequently the reliability of the interlock system to prevent maloperation of this type needs to be appropriately high.

The frequency of single events of this nature has been low; only one has been recorded in a data sample covering 217 reactor years (890 circulator years, actual). It is to be expected that there would have been over 3,500 circulator starts during this period. Thus, the frequency of the single malfunction has been less than 3×10^{-4} per year.

2.1.2 Berkeley, Oct. 63, R1, Circulator 2.

Circulator 2 tripped due to application of standstill seal whilst running, in mistake for circulator 3, which was being taken out of service. The error was possible owing to failure of the interlock, due to a faulty cable.

It seems unlikely that a fault of this type would affect more than two circuits, although it could be argued that the operator might, under stress, repeat the error on a second circuit (e.g. applying the standstill seal on No. 4 instead of No. 3), it should be highly improbable that he would make the same mistake a third time. Nevertheless, on a plant with only a few circuits, there could be a substantial loss of flow capability if the damage to the standstill seal led to a slow depressurization.

As in Section 2.1.1, only one event of this type has been recorded in the sample. However, the number of cases in which a single circulator has been taken off (i.e. the necessary pre-condition for this particular fault) may be only of order 1,000. Thus the frequency of this fault, affecting only one circuit, is of order 10^{-3} per initiating event.

2.1.3 Circulator Trips Due to Spurious Operation of Interlocks

Case (a) Berkeley, Aug. 77, R2, Circulator 12.

Case (b) Berkeley, Nov. 77, R2, Circulator 15.

In-Case (a) the circulator tripped due to spurious operation of the running seal interlock, due to a cable defect, leading to interlock failure.

In case (b) the circulator tripped due to a spurious signal relating to the position of the standstill seal, due to a defective cable.

It will be seen that in either of these cases, more extensive cable damage (e.g. due to a fire) could have led to the loss of several circulators. Thus, careful consideration of the interlock philosophy is required in such situations, to ensure that the design is "fail-safe" from the nuclear safety point of view as well as, or in preference to, the plant protection point of view.

2.2 Circulator Trip Due to Deterioration of Lubrication and Seal Oil Systems

2.2.1 Trips Caused by Flood Damage to the Lubrication Systems

Case (a) Berkeley, Aug. 68, R2, Circulator 16

Case (b) Hinkley "A", Nov. 74, R1, Circulators 4, 5 and 6

Case (c) Hinkley "A", Aug. 77, R2, Circulators 10, 11 and 12

In each of these cases flooding was due to events occurring in the vicinity of the circulators, not as the result of a general inundation of the site.

In Case (a) flooding occurred due to an error in operating the main CW system; in Cases (b) and (c) flooding was due to failure of the cooling system for the circulators themselves.

In Cases (b) and (c), three circulators were affected because parts of the three units are located in the same basement.

It will be seen from these cases that segregation of the lubrication systems must include segregation against flooding in order to avoid multiple failures, even when the source of the flooding may be relatively local.

The frequency of flooding incidents, in this sample of the data 217 reactor years, is 1.5×10^{-2} per reactor year.

2.2.2 Trips Caused by Mechanical and Electrical Failures Leading to Inadequate Lubrication or Seal Oil Flow

Case (a) - Trawsfynydd, Nov. 75, R2, Circulator 8. Failure of a joint in the combined lubrication and seal oil pump led to a spill of 1000 gallons and lowered tank level close to a potentially dangerous depth.

Case (b) - Oldbury, Apr. 71, R1, Circulator 3. Failure of blanking plate (for pressure gauge) in seal oil system led to a spill of 750 gallons.

Case (c) - Sizewell, Feb. 78, R2, Circulator 3. When running seal oil pump failed, the standby pump proved unable to take over the duty. This led to transient surges in seal oil pressure which tripped the circulator.

Case (d) - Sizewell, Sep. 78, R2, Circulators 3 and 4. When running seal oil pump failed, the standby pump started correctly but the NRV of the previously running pump failed to close correctly, leading to a trip of circulator 4. The use of a single oil system for 2 circulators at Sizewell led to a trip of the second circulator (No. 3), due to the disturbance of the seal oil system.

Case (e) - Sizewell, Jul. 73, R1, Circulators 3 and 4. After circulator 4 had been tripped manually (due to suspected bearing failure) the common oil services became unstable, necessitating a trip on Circulator 3.

Cases (a) and (b) emphasize the need for a complete unitization of the oil systems for each circulator and the potentially severe fire hazard, with the attendant chance of promoting common mode faults, associated with oil systems. (See also Section 3, below).

In this sample of data, the frequency of large oil spills (of order 1000 gallons) is 1.5×10^{-2} per reactor year.

Cases (c), (d) and (e). These cases illustrate the relatively high sensitivity of the gas seal system to disturbances on the fluid side, particularly at Sizewell. Thus, a common mode fault affecting all the running pumps (e.g. failure of electrical supplies to the pump motors) could lead to the loss of more than one circulator, together with an inability to prevent slow depressurization, at a level of probability which might be significant.

2.3 Circulator Trips Due to Fire Protection Equipment

It is the usual practice to provide fixed fire protection equipment for circulator units and their lubrication systems. In the CEGB station "Mulsifyre" (emulsified water sprays) have been used. The operating experience includes 3 cases (Hinkley "A", Sep. 74 and June 76, and Oldbury, Mar. 73) in which spurious operation of a "Mulsifyre" unit led to a circulator trip due to drenching the main motor and/or the electrical auxiliaries and controls.

Thus, a fault condition which could lead to spurious, or semi-spurious (see below) operation of several Mulsifyre units could lead to tripping of several circulators, unless a high standard of water proofing of all the sensitive equipment is provided. Alternatively, some other form of fire protection (e.g. dry-powder or CO₂ blanketing) might, on balance, be preferable.

"Semi-spurious" operation of the fire protection equipment can be visualized in the event of, for example, a severe oil fire in the room housing the circulators, if dense smoke and some heat are sufficient to trigger the unit. In this context, the occurrence of two very large oil spills in the sample of operating experience (see Section 2.2.2, above) is significant.

3. EXAMPLES OF MORE USUAL POTENTIAL CAUSES OF COMMON MODE FAULTS

3.1. Instances of Potentially Severe Mechanical and Electrical Failures of Circulators and Their Motors

There have been several instances in which there has been severe, or potentially severe mechanical or electrical damage to the circulators or their motors and on subsequent inspection, it has been found that some of these faults have been present on other machines (e.g. failure of rotor burs in the squirrel cage induction motors of the Berkeley circulators; cracking of the rotor shafts of the Trawsfynydd circulator motors).

However, providing that the failure of one unit due to causes of this nature does not affect the other circulators it is unlikely that two or more failures would occur within a sufficiently short time period to constitute a

significant addition to the probability of a multiple failure of circulators. E.g., the frequency of potentially significant type failure in this data sample is about 2×10^{-2} per reactor year, or 2×10^{-6} per hour. Thus, if the reactor is at risk for, say, 0.1 hours after the first failure, then the probability of 2 such failures within the critical period is about 2×10^{-7} per reactor year and the probability of 3 such failures within the critical period is insignificant.

For completeness, the major mechanical and electrical failures are listed separately in Appendix 3, entitled "The Frequency of Initiating Events Leading to Tripping or Enforced Outages of Single Circulators".

3.2 Summary of Other Potential Causes of Common Mode Failures of Circulators

In the sample of CEGB operating experience, the following additional potential causes of common mode failures of circulators have been identified:

Case (a) - Berkeley, Dec. 62, R2, All circulators. Circulators tripped due to spurious operation of circulator blade temperature protection.

Case (b) - Dungeness A, Feb. 67, R1, All circulators. Circulators tripped due to loss of automatic speed control (by selsyn system from main control room).

Case (c) - Oldbury, Jun. 73, R2, Circulators 5 and 8. Speed sensors on both circulators found to be defective at over-haul; defects would have prevented successful pony motor operation in the event of a circulator trip (See Table 4.7).

Case (d) - Oldbury, Apr. 72, R2, Circulator 8. Due to a fault in the ganged speed control system, circulator speed dropped from 2000 rpm to zero (pony motor did not start).

Case (e) - Sizewell, July 77, R1 and R2. Short term loss of cooling water to main circulator motors; persisted long enough to cause temporary loss in output (about 3 per cent).

Case (f) - Oldbury, July 73, R2, Circulator 5. Instability in the instrument electrical supplies to the controls of the seal-oil/lubrication system led to severe oil ingress into the primary circuit, via the gas seal, necessitating shutdown of the circulator.

Case (g) - Dungeness "A", Oct. 66, R1, Circulator 1. Due to a post-startup modification to the circulator lubrication system, it became possible to position a valve incorrectly in that system, in a particular operating procedure. This incorrect position led to a loss of lubrication of the circulator and damage to the machine. It was found subsequently that the drawing for the modification was incorrect.

In each of Cases (c) through (g) it is not difficult to visualize slightly different circumstances in which circulator failure due to a common mode fault could have occurred.

4. CONCLUSIONS

In this paper a number of potential common mode failures of gas circulators have been identified from CEGB's operational experience with magnox reactors. It is important to note that in a number of cases the postulated common mode failure could leave the circulator in an inoperable condition, or could lead to a slow depressurization of the primary circuit.

The total number of circulator trips is 203 (See Table 3 of main text), thus the examples of potential common mode faults recorded above represent about 10 per cent of the total number of trips experienced. However, in only 3 out of the 22 cases was there a trip of more than one circulator combined with damage to the circulators concerned. In only 2 cases were more than 5 per cent of the circulators affected, in both of these cases the circulators were undamaged.

With the benefit of CEGB's operating experience the incidence of potential common mode faults in future designs should be substantially lower.

APPENDIX 6

A PRELIMINARY ANALYSIS OF TRENDS IN CIRCULATOR FAULT RATE

1. INTRODUCTION

In principle the data in Table 4 could be used to establish the trends in circulator fault rates with time for each of the 18 classes of fault into which the data have been grouped, on a station-by-station basis. However, a difficulty encountered in practice is that, for some of the classes, the sample size is too small to provide an indication of trends. In virtually all cases it has been necessary to examine trends on a quinquennial (or number) basis, in order to obtain a useable size of sample.

2. METHOD OF ANALYSIS

The period of operation of the individual stations are such that the following grouping into periods of operation proved to be the most convenient:-

Berkeley and Bradwell	2 periods of 6 years and 1 of 5*
Hinkley "A", Trawsfynydd and Dungeness	3 periods of 5 years
Sizewell	2 periods of 5 years and 1 of 4*
Oldbury	3 periods of 4 years
Wylfa	1 period of 5 years and 1 of 4*

* The numbers in the third period have been adjusted to compensate for the difference in length.

A preliminary survey of the data for circulator trips and enforced shutdowns, using these groupings, indicated that the following classifications would be of interest.

- Class 0 Monotonic decrease in fault rate, or uniform low rate.
- Class I Decrease in fault rate, followed by an increase.

- Class II Increase, followed by a decrease.
- Class III Monotonic increase.
- Class IV Large decrease compared with initial rate.
- Class V Steady fault rate at a relatively high level
 (twice mean rate, or higher).

It will be seen that Class I corresponds to the classic case of a "bath-tub" curve, corresponding to a "burn-in" phase, followed later by a "wear-out" phase.

Class II would probably represent a successful modification to design, or to maintenance or operating procedures.

Class IV could represent a pronounced "burn-in" phase, or a situation similar to Class II.

Class III would represent a continuing deterioration in reliability.

Class V represents a situation where the design, or maintenance or operating procedures are inferior to those at other stations, for similar items of plant.

Thus Classes I, III and V represent situations where steps could probably be taken to improve reliability. From the data in Table 4 for circulator trips and enforced shutdowns it has been found that of the specific types of fault which are categorized (e.g. 2.1 Motor, electrical), there are only 14 which warrant classification according to the scheme derived above; this represents 50 per cent of all the entries under specific categories which contain 6 or more events during the life of a station. The other 50% per cent do not show any definite trend. Although there is a total of 122 entries under specific categories, 94 (i.e. 75 per cent) of these contain fewer than 6 events in the life of a station and do not provide any reliable information about trends in the fault rates.

The distribution, by station and class of fault, of the 14 cases in which a trend is discernable, is shown in Table A6.1.

The trend with time of type faults has also been examined, on a station, class of fault and year of operation basis, as shown in Table A6.2, using the data contained in Table 4.

It can be seen from Table A6.2 that the incidence of type fault has not fallen very much during the first 9 years of station life but there has been a substantial drop after the 12th year.

The type faults have been predominantly in the "main motor" and "circulator" groups, with approximately equal numbers in each.

TABLE A6.2 **TREND WITH TIME OF TYPE FAULTS IN CIRCULATORS AND THEIR DRIVES**

Period of Operation (years)	Station							Total
	Berkeley	Bradwell	Hinkley A	Trawsfynydd	Dungeness A	Sizewell	Oldbury	Wylfa
1, 2 & 3	4.1	2.1, 3.2	5.3		2.3, 5.2	2.4	5.2	2.2, 3.5
4, 5 & 6	2.1, 4.1	3.2	2.1		3.1, 3.3, 3.5, 3.7	2.1		
7, 8 & 9				3.3, 3.5				
10, 11 & 12	2.2					2.4		-
13, 14 & 15				2.2, 3.2	2.3		-	-
16 & 17								
TOTAL	4	3	2	4	7	3	1	2
								26

ADDENDUM

OPERATING EXPERIENCE WITH CIRCULATOR SHAFT SEALS IN
CEGB'S MAGNOX REACTORS

FOREWORD

It is well known that nearly all gas cooled reactors have sustained some ingress of lubricant, either chronic or acute, via the gas seals of the circulator shafts. The reverse phenomenon, loss of reactor coolant via the shaft seals, is less common.

In the main text of this Report data relating to the frequency of seal failures over the whole period 1962-1980 but the information relating to the amount of oil ingress per failure is incomplete and it did not seem worth while to attempt to cover this aspect of the operating experience in the Report. However, the brief report (originally prepared in 1978) reproduced in its entirety in this Addendum is sufficient to provide an indication of the range of amounts of oil ingress due to seal failures.

1. INTRODUCTION

The total operating experience with CEBB's reactors is now approaching 200 reactor years, thus with an average of about 6 circulators per reactor there are over 1000 circulator-years in the operating experience. However, the time available for the present study was very limited and it has had to be based mainly on data which had already been analysed in some detail in a previous study of gas circulator drive reliability (Ref.1). This has limited the study to about 60% of the total experience. However, as described below the failure rates are, in the main, sufficiently high to obtain meaningful results from the smaller sample.

2. TYPE OF SEAL USED

With the exception of Hinkley "A", which has a unique type of shaft-seal, all the CEBB magnox reactors employ shaft seals of basically similar design to prevent ingress of circulator lubricating oil into the reactor and the egress of pressurized CO₂ from the reactor. A face type seal is employed in which the duty of the seal is made as light as possible by balancing the oil and CO₂ pressures by means of an automatic control system. This continuously adjusts the oil pressure to match that of the CO₂.

The working pressure of the CO₂ in the magnox reactors has increased from about 150 psia in the earliest ones (Berkeley and Bradwell) to about 400 psia in the last reactor of this type (Wylfa). The gas temperature at circulator inlet shows a smaller variation, from 160°C to 250°C.

3. SOURCE AND QUALITY OF DATA

The present analysis is based on the monthly reports made by the CEGB station managers to their headquarters. All events which led to a reduction in output are included in these reports. Thus, since any substantial ingress of oil, or egress of CO₂, would necessitate shutting down the defective circulator, all major failures will have been included in the analysis. However, minor failure that led only to a chronic leakage, at a level that could be tolerated until the next planned outage, may have been omitted.

In general, the reports do not include such detailed information, so that in some cases it is not clear whether quite severe seal damage led to the ingress of oil or to the escape of CO₂ and, if not, how an escape was avoided. In summarizing the data, these events have, therefore, been shown separately.

4. TYPE OF LEAKAGE ENCOUNTERED

The leakages experienced in practice have been of two main types:

- (a) Small, chronic leakages in which the ingress of oil has been shown by a simultaneous increase in the moisture content and the methane content of the coolant, due to the "cracking" of the oil as it passes through the core and the radiolytic reaction of the oil with the coolant.
- (b) A sudden ingress of oil, in quantities ranging from a few gallons to over 100 gallons in a single incident, or a sudden loss of CO₂ at a rate as high as 0.2 tons per hour.

The station reports distinguish between the two types of faults but in many cases the rate of leakage in the "acute" cases is not stated in quantitative terms.

In the case of CO₂ leak via an oil seal, small leaks would be accommodated by the gas detrainment system. However, this system could be overwhelmed by large leaks and provision is made for venting the gas into the shield cooling air system, so that it is discharged under the most favourable conditions that are available.

5. SUMMARY OF OPERATING EXPERIENCE WITH CIRCULATORS PROVIDED WITH OIL SEALS

The readily available data is summarised in Table A6.1. It will be seen that for circulators with oil seals:

- (1) In 512 circulator years there have been 14 cases of sudden oil ingress (2.7×10^{-2} per circ. year); in at least 7 of these cases (1.4×10^{-2} per circ. year) the amount of oil entering the reactor was more than 10 gallons (U.S.) and in 1 case the amount exceeded 100 gallons (0.2×10^{-2} per circ. year).
- (2) Chronic oil ingress has occurred on at least 5 occasions (frequency 1×10^{-2} per circ. year).
- (3) Seal faults in which it is not clear whether oil ingress or CO₂ egress resulted, have occurred on 27 occasions (frequency 5.7×10^{-2} per circ. year).
- (4) Significant gas leakage (into the CO₂ detrainment tank) has occurred on 5 occasions (frequency 1.0×10^{-2} per circ. year). It is not known whether there was a release of CO₂ from the tank to atmosphere.

(NOTE: Due to the low activity of the coolant, a daily leakage of order 1 ton CO₂ per day (from all sources) is acceptable).

Thus, minor oil leakages (up to 10 gallons) have probably occurred with a frequency of about 3.5×10^{-2} per circ.yr; significant leakages (10 of 100 gallons) have had a frequency of about 1.5×10^{-2} per circ. yr; large oil leakages have been relatively rare (1 in 500 circulator years).

The overall frequency of oil seal defects (1.0×10^{-1} per circ. yr) is lower than that found from an earlier examination of the experience of two stations (Dungeness "A" and Oldbury), as reported in Ref.1. In that case, the overall frequency was 1.6×10^{-1} per circ. year. This is indicative of the wide variation from one station to another, e.g. Wylfa has had no failures in 40 circulator years.

6. SUMMARY OF OPERATING EXPERIENCE WITH CIRCULATORS PROVIDED WITH AIR SEALS

The readily available data cover only 72 circulator years; in general the incidence of the various types of failure is higher than for the oil seals.

REFERENCE

1. CAVE, L. and GOW, P.S., "Experience of the Reliability of Steam and Electrically Driven Circulators for GCR", Nuclear Eng. Intl., August 1977, p.57.

Table A6.1. CEGB Operating Experience with Gas Circulator Shaft Seals (Oil and Air)
in Magnox Reactors With Externally Mounted Circulator Drives

Station	Period Covered	Operating Experience		Oil Ingress Incidents				Gas Egress Incidents	Seal System Faults Possibly Without Oil Ingress	Remarks
		Reactor Yrs.	Circ. Yrs.	Quantity Unspecified	0-10 gal.	10-100 gal.	>100 gal.			
<u>Stations With Oil Seals</u>										
1. Berkeley	Aug 72 - July 78	12	96	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	6	(a) One incident described as "chronic" ingress (a) Includes 2 period: of "chronic" ingress (a) Includes 2 period: of "chronic" ingress (b) 12 gallons removed from circuit (c) Occurred during a return to power, in 8th year of possible DC pump. (a) Running and standby oil pumps failed. (a) About 11 gallons on 2 occasions. (b) "Severe" ingress on 3rd occasion.
2. Bradwell	As S.1	12	72	2 (a)	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	
3. Trawsfynydd	As S.1	12	72	4 (a)	Nil	2	Nil	2	1	
4. Dungeness "A"	Mar 66 - July 78	25	100	4 (a)	Nil	1 (b)	1 (c)	Nil	14	
5. Sizewell	As S.1	12	48	Nil	Nil	Nil	Nil	1 (a)	2	
6. Oldbury	Mar 68 - July 78	21	84	2	Nil	3 (a)	Nil	2	6	
7. Wylfa	1 Jan 73 - July 78	10	40	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	
Total Frequency		104	512	12 2.3x10 ⁻²	Nil Zero	6 1.2x10 ⁻²	1 0.2x10 ⁻²	5 1x10 ⁻²	29 5.7x10 ⁻²	
<u>Stations With Air Seals</u>										
8. Hinkley "A"	Aug 72 - July 78	12	72	Air ingress 3	N.A.	N.A.	N.A.	2 (a)	4	(a) High CO ₂ content observed in shield cooling air on both occasions.
Frequency				4x10 ⁻²	-	-	-	3x10 ⁻²	5.6x10 ⁻²	

C.3 AUSWERTUNG VON DRAGON-ERFAHRUNGEN

E. Schimetschka, GRS

INHALT

Seite

- | | |
|--|---|
| 1. Die britische DRAGON-Versuchsanlage | 1 |
| 2. Zuverlässigkeitskennzahlen He-Gebläse | 2 |
| 3. Zuverlässigkeitskennzahlen Primär-Wärmetauscher | 3 |

1. Die britische DRAGON - Versuchsanlage

Der britische Versuchsreaktor Dragon, der von 1969 bis 1975 (erste Kritikalität 1966) in Betrieb war, kann zur Ermittlung von Zuverlässigkeitskenngrößen für heißgasbeaufschlagte Komponenten herangezogen werden. Insbesondere die dort verwandten Heliumgebläse sind nach Größe und Bauart gut vergleichbar mit den Hilfskühlgebläsen des HTR-1160: Es sind ebenfalls Radialgebläse, die von einem Drehstrom-Käfigankermotor direkt angetrieben werden, der Elektromotor befindet sich ebenfalls innerhalb der Primärgasumschließung. Die Kühlleistung der sechs Primärkühlkreise des Dragon-Reaktors von zusammen 22 MW_{therm.} bewegt sich in der gleichen Größenordnung wie die für die 4 HIKS des HTR-1160 vorgesehene Nachwärmeabfuhrkapazität. Dementsprechend sind auch die 6 Primär-Wärmetauscher in Kapazität und Größe mit den für den HTR-1160 vorgesehenen Hilfswärmetauschern vergleichbar. Beide Bauarten stimmen darüberhinaus insoweit überein, daß primär- und sekundärseitig vergleichbare Arbeitstemperaturen und -drücke vorliegen.

Ein gravierender Unterschied besteht allerdings in der Betriebsweise: während die Hilfskühlkreise des HTR-1160 als Sicherheitssysteme ihrer Natur nach stand-by-Systeme sind, waren die Primärkühlkreise des DRAGON-Reaktors als Betriebssysteme im Dauerbetrieb eingesetzt.

Andere heliumbeaufschlagte Komponenten, wie z.B. Rückschlagklappen, Temperaturmeßfühler, Feuchtedetektoren usw. unterscheiden sich in ihrer bei der DRAGON-Anlage realisierten Bauart von der für den HTR vorgesehenen derart, daß eine direkte Übertragung von Zuverlässigkeitskenngrößen nicht sinnvoll erscheint.

Als Unterlagen standen zur Verfügung:

- der Sicherheitsbericht der Anlage
- eine Sammlung von "Safety Reports" über die gesamte Betriebszeit. Die Safety Reports entsprechen in Art und Umfang, in etwa den Sicherheitsbeiratsprotokollen einer deutschen Anlage

- eine Sammlung von "Special Occurences Reports", die in etwa den Meldungen über besondere Ereignisse bei deutschen Anlagen entsprechen
- die vollständige Sammlung aller Wochenberichte während der Vollast-Betriebszeit der Anlage. Diese Wochenberichte stellen die wichtigste Quelle für die Ermittlung der Betriebs- und Stillstandzeiten der Anlage.

2. Zuverlässigkeitskennzahlen He-Gebläse

Da es sich bei den Gebläsen der DRAGON-Anlage um Betriebskomponenten handelt, ist es nicht sinnvoll, eine Ausfallrate für das Startversagen zu ermitteln. Eine günstigere Datenbasis ergibt sich für die Kenngröße "Ausfall des Gebläses im Betrieb". Aus der gut dokumentierten Vollast-Betriebszeit ist kein Gebläseausfall bekannt. Ein solcher Ausfall hätte zwangsläufig, wegen der damit verbundenen Leistungsreduktion von Vollast auf max. 80% und der Reparaturmaßnahmen sich in den Unterlagen niederschlagen müssen.

Es ergibt sich somit eine akkumulierte Betriebsstundenzahl von (gerundet) 302.000 Gebläsebetriebsstunden ohne Ausfall, was unter Zugrundelegung der 50%- und 95%-Werte der χ^2 -Verteilung zu folgendem Medianwert und Irrtumsfaktor führt:

$$\lambda = 2 \cdot 10^{-6} / h, \quad f = 5$$

Dieser Medianwert liegt deutlich unter dem in der Studie verwendeten Schätzwert, wobei sich die 90%-Vertrauensintervalle jedoch überlappen.

3. Zuverlässigkeitskennzahlen Primär-Wärmetauscher

In der Zeit von 1969 bis 1975 kamen an insgesamt 2 der 6 vorhandenen Wärmetauscher Leckagen größeren Ausmaßes vor, die Abschaltungen und Reparaturmaßnahmen veranlaßten. Insgesamt sind 5 Leckagen identifizierbar, die sich auf die Betriebsbereitschaft des betroffenen Aggregats auswirkten. Alle Leckagen lassen sich auf eine gemeinsame Ursache zurückführen, nämlich auf Chloridkorrosion. Legt man die vorgekommenen 5 Leckage-Fälle als Datenbasis zugrunde, so ergeben sich für die akkumulierte Wärmetauscher-Betriebszeit von 302.000 Betriebsstunden folgender Schätzwert für die Ausfallrate und den Unsicherheitsfaktor:

$$\lambda = 2 \cdot 10^{-5} / \text{h} , \quad f = 2$$

Diese Ausfallrate ist für die Analyse des Notstromfalls von geringer Bedeutung, da bei der Konstruktion der Hilfswärmetauscher des HTR-1160 die Möglichkeit, einzelne Teilstränge eines Wärmetauschers abzusperren, mindestens für die überschaubare Zeit der Nachwärmeabfuhr eine zusätzliche Sicherheit gegen Aktivitätsfreisetzung über die NWA-Kreisläufe bietet.

Die Frage der Verfügbarkeit der Nachwärmeabfuhr über die Dauer des Leistungsbetriebs stellt sich deshalb nicht, weil eine Leckage eines Hilfswärmetauschers infolge des sekundärseitig geringeren Drucks sich durch Aktivität im Wasserkreis unmittelbar selbst meldet.

D. UNTERSUCHUNGEN ZUM BAUTEILVERHALTEN

R. Oberpichler, K. Schimmelpfennig;
Zerna, Schnellenbach und Partner

INHALT	Seite
1. Antwortverhalten von Bauteilen bei Transienten mit Kernaufheizung	1
1.1 Verhalten des Spannbetonbehälters	1
1.1.1 Verhalten der Liner-Ankerkonstruktion des SBB	1
1.1.1.1 Allgemeines zum Liner-Ankerverhalten	1
1.1.1.2 Konzept des SBB-Liners	6
1.1.1.3 Untersuchungen zum Verhalten des SBB-Liners und seiner Verankerung	7
1.1.2 Verhalten der Betonkonstruktion des SBB	11
1.1.2.1 Aufgabenstellung	11
1.1.2.2 Temperaturen und Dampfdruck	13
1.1.2.3 Theoretisches Versagensmodell für die Betonstruk- tur	15
1.1.2.4 Versagensmodell für die Betonstruktur auf experimenteller Grundlage	17
1.1.2.5 Wertung der Versagensmodelle	18
1.2 Verhalten des Reaktorschutzgebäudes bei stetigem Ansteigen von Innendruck und Innentemperatur	19
1.2.1 Verhalten der Liner-Ankerkonstruktion des RSG	19
1.2.1.1 Allgemeines	19
1.2.1.2 Konzept des RSG-Liners	20
1.2.1.3 Untersuchungen zum Verhalten des RSG-Liners und seiner Verankerung	20
1.2.2 Verhalten der Betonkonstruktion des RSG	23
1.3 Verhalten des Reaktorschutzgebäudes bei Explosion zündfähiger Gemische	26
2. Versagen von SBB-Abschlüssen	28
2.1 Untersuchungen zum Austreibvorgang	28
2.2 Verhalten des Reaktorschutzgebäudes bei Aufprall eines großen SBB-Abschlußstopfens	33

II

INHALT	Seite
2.3 Wahrscheinlichkeit des Versagens großer SBB-Abschlüsse	37
Schrifttum	40
Abbildungen	

- 1 Antwortverhalten von Bauteilen bei Transienten mit Kernaufheizung
- 1.1 Verhalten des Spannbetonbehälters (SBB)
- 1.1.1 Verhalten der Liner-Ankerkonstruktion des SBB
- 1.1.1.1 Allgemeines zum Liner-Ankerverhalten

Die nachfolgend verwendeten Angaben für die Auslegung und Konstruktion des SBB-Liners sind den Unterlagen zur 2. TEG / 1/ entnommen. Bevor die danach für den SBB geplante Liner-Ankerkonstruktion näher untersucht wird, sollen einige grundsätzliche Überlegungen zum Versagensmechanismus vorangestellt werden (vgl. auch 2).

Die Liner-Ankerkonstruktion besteht im allgemeinen aus Blechen, hergestellt aus einem relativ zähen Feinkornbaustahl, auf den Kopfbolzendübel bzw. Stahlprofile zur Verankerung in der tragenden Betonkonstruktion aufgeschweißt sind. Blechdicke, Ankertyp und -abstand sind dabei so festzulegen, daß sie den Auslegungsbedingungen genügen und die Beanspruchung von Liner und Ankern zulässige Werte nicht überschreitet.

Gegenüber der tragenden, relativ starren Betonkonstruktion ist die Liner-Ankerkonstruktion im allgemeinen sehr weich und unterliegt daher ausschließlich Zwängungskräften, die sich einmal aus dem Dehnungsverhalten des Betons auf der Behälterinnen-seite, auf der sich der Liner befindet, zum an-

deren aus der unterschiedlichen Erwärmung des Liners gegenüber dem Beton bei Temperaturlastfällen innerhalb des Behälters ergeben. Das überwiegende Tragverhalten des Liners kann vereinfacht als membranartig bezeichnet werden, d.h. es treten hauptsächlich Kräfte in der Linerblechebene auf, die wegen ihrer Eigenschaften als Zwängungskräfte auch formschlüssig genannt werden.

Das mögliche Versagen der Liner-Ankerkonstruktion wird im wesentlichen durch das Vorhandensein von Linerimperfektionen verursacht, wenn man von Ereignissen absieht, bei denen unmittelbar auf den Liner einwirkende mechanische Kräfte, z.B. infolge umherfliegender fester Teile, zu seiner Zerstörung führen. Zu den Linerimperfektionen zählen an erster Stelle Unstetigkeiten in der Geometrie wie Anfangsformabweichungen, die senkrecht zur Linerblechebene, dem Beton abgewandt, verlaufen sowie Blechdickenunterschiede an Schweißnähten. Die maximale Anfangsamplitude von Formabweichungen wird durch den Abstand der Verankerung, d.h. die freie Stützweite eines Linerfeldes, beeinflußt und muß zur Auslegung der Liner-Ankerkonstruktion von Fall zu Fall festgelegt werden. Solche Anfangsformabweichungen sind u.a. von der Herstellung des Liners abhängig und können natürlich an beliebiger Stelle auftreten. Sie sind daher für die Auslegung der Liner-Ankerkonstruktion dort anzunehmen, wo ungünstigste Zwängungen für den Liner und dessen Verankerung auftreten. Daraus ergibt sich zwangsläufig eine Untersuchung an verschiedenen Stellen der gesamten Liner-Ankerkonstruktion.

Die Verteilung der Betonranddehnungen in beiden

Achsrichtungen, ggf. vorhandene Dehnungsgradienten sowie der Grad der Linererwärmung sind weiterhin für die Auslegung der Liner-Ankerkonstruktion von entscheidender Bedeutung.

Der Einfluß von Linerimperfektionen auf das Liner-Ankerverhalten kann wie folgt dargestellt werden. Linerfelder mit Anfangsformabweichungen haben gegenüber Linerfeldern ohne Imperfektionen ein entsprechend geringeres Tragvermögen, so daß aus Gleichgewichtsgründen die zwischen solchen Feldern auftretenden Differenzkräfte von der Verankerung aufzunehmen sind. Je nach dem Beanspruchungsgrad der nicht vorverformten Nachbarfelder erhalten die Randanker, d.h. jene, die unmittelbar am Rand eines Linerfeldes mit Anfangsformabweichungen angeordnet sind, sehr große Differenzkräfte. Abhängig von ihrer Steifigkeit und der Nachgiebigkeit des Betons, in den sie elastisch eingebettet sind, verformen sich die Anker und versagen entweder durch Abscheren oder durch Überbeanspruchung des Betons. Bei ungünstiger oder fehlerhafter Montage der Anker können diese beim Versagen das Linerblech so stark beschädigen, daß mit Undichtheiten des Liners zu rechnen ist. Ein Herausziehen der Anker aus dem Beton kann im allgemeinen ausgeschlossen werden, da sie genügend lang dimensioniert und von bewehrtem Beton umgeben sind.

Die Beanspruchung in der eben skizzierten Art führt zu Relativverschiebungen der Anker. Die Größe dieser Verschiebungen und damit der Ankerscherkräfte ist ein wesentliches Kriterium zur Beurteilung der Linerbeanspruchung. Dabei werden nach / 2/ rechnerisch auch Einflüsse aus dem nichtlinearen Verhalten der Anker und aus den

elasto- plastischen Werkstoffeigenschaften des Liners berücksichtigt. Der Liner wird bei allen Untersuchungen als Flächentragwerk betrachtet. Hierbei hat sich gezeigt, daß insbesondere beim Übergang von elastischer zu plastischer Beanspruchung des Liners ungünstige Umlagerungseffekte auf die Verankerung zu erwarten sind, während der Liner wegen seines großen Dehnvermögens im allgemeinen weniger gefährdet ist. Der Liner selbst erfährt im Falle vorhandener Anfangsformabweichungen entsprechende Verformungszuwächse, die zum Anwachsen der Biegedehnungen im vorverformten Linerfeld führen. Diese können jedoch so groß werden, daß bei ungünstigem Zusammentreffen weiterer materieller Unstetigkeiten örtlich Risse entstehen können. Schweißnähte zwischen den einzelnen Blechschüssen sind besonders gefährdet, da sich den Anfangsformabweichungen noch Toleranzen der Blechdicke und Streckgrenze des Linerwerkstoffes ungünstig überlagern können.

Weitere Einflüsse auf mögliches Versagen der Liner-Ankerkonstruktion sind Abweichungen der Ankerabstände, die ebenfalls die Steifigkeit eines Linerfeldes bestimmen.

Zusammenfassend kann für die Untersuchung des Liner-Ankerverhaltens unter formschlüssigen Lasten festgestellt werden, daß für vorhandene konstruktive Gegebenheiten unter Berücksichtigung verschiedener Beanspruchungen und Imperfektionen des Liners parametrische Berechnungen durchzuführen sind. Hierbei sind auch Einflüsse abzudecken, die während des Störfallablaufes ungünstige Auswirkungen auf die Betonranddehnungen haben. Wegen seiner besonderen Stellung im Sicherheitskonzept

des Spannbetonbehälters und seiner geringen Steifigkeit kann der Liner mit seiner Verankerung als getrenntes Bauteil untersucht werden.

Den vorausgegangenen grundsätzlichen Bemerkungen zum Liner-Ankerverhalten sollen noch einige Ergänzungen angefügt werden, die durch die Art der Konstruktion und der Beanspruchung bedingt sind. Während im vorgenannten Fall ausschließlich Zwängungskräfte, d.h. sogenannte formschlüssige Lasten auf die Liner-Ankerkonstruktion unterstellt wurden, können beim SBB-Liner noch kraftschlüssige Lasten hinzukommen, die quer zur Linerblechebene wirken. Entgegen den formschlüssigen Lasten, die mit zunehmender Verformung in ihrer Intensität nachlassen, behalten kraftschlüssige Lasten im allgemeinen ihre Größe und Richtung bei. Erstere werden daher auch als verformungsbegrenzend bezeichnet, im zweiten Fall tritt genau das Gegenteil ein, wenn z.B. der Werkstoff seine Traglast überschritten hat.

Tritt also zu den bereits beschriebenen Zwängungskräften, die stets bei einem im Beton verankerten Liner auftreten, eine Querbelastrung hinzu, die z.B. von einem Unterdruck im Innern des Behälters bzw. Überdruck von außen ausgehen kann, so entstehen zwei zusätzliche Effekte für die Liner-Ankerkonstruktion. Einmal sind es Zugkräfte in der Verankerung, zum anderen werden Linerfelder mit Anfangsformabweichungen in ihrem Tragvermögen noch mehr geschwächt, so daß die Anker stärker auf Abscheren beansprucht werden.

Der Einfluß der Querbelastrung führt also u.U. zum Versagen der Liner-Ankerkonstruktion infolge

Ankerabscheren und damit zu einer Gefährdung der Linerdichtheit, bevor die Liner-Ankerkonstruktion durch sehr hohe Temperaturen beansprucht wird, worauf im nachfolgenden Absatz hingewiesen wird.

Bekanntlich nimmt die Warmstreckgrenze eines Stahles mit steigender Temperatur ab, der Stahl wechselt dann in einen Prozeß der Gefügeveränderung über, der häufig als Stahlkriechen bezeichnet wird, und erreicht schließlich seinen Schmelzpunkt. Für Feinkornbaustähle werden z.B. Warmstreckgrenzen noch bis zu $T = 400\text{ }^{\circ}\text{C}$ angegeben. Darüberhinaus ist eine sehr starke Abnahme der Festigkeit zu erwarten. Wie ein Vergleich des Feinkornbaustahls TTStE 29 mit dem US-Stahl A-537 (s. / 3/, Fig. 4-36) zeigt, vgl. Bild 1, ist im Temperaturbereich ab $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ für den TTStE 29 mit erheblich geringerer Zugfestigkeit zu rechnen. Der skizzierte Zusammenhang gilt etwa auch für Feinkornbaustähle bis zur Güte TTStE 43, dem für den SBB-Liner verwendeten Stahl, wie von Herstellerseite zu erfahren war.

1.1.1.2

Konzept des SBB-Liners

Entsprechend den Unterlagen zur 2. TEG / 1/ ist ein 19 mm dickes Blech der Güte TTStE 43 für den Kernliner vorgesehen. Auf den Liner werden betonseitig 19 mm dicke Kopfbolzendübel in einem rautenförmigen Raster von ca. $150 \times 200\text{ mm}$ aufgeschweißt. Dazwischen sind Kühlrohre angeordnet. Diese Anordnung ist auch im Deckelrandbereich des Kernliners anzutreffen, wo nach / 3/ der kritische Versagensbereich gelegen ist. Auf der Core-Seite des Liners ist zur Abschirmung gegen große Wärmeeinwirkung eine thermische Isolierung

montiert. Sie besteht aus ca. 70 mm dicken Si-Fasermatten und ist mit Hilfe von 10 mm dicken Stahl-Deckplatten und Befestigungsbolzen dicht am Liner gehalten. Die Deckplatten sind aus einem Sonderstahl Hastelloy X gefertigt.

1.1.1.3 Untersuchungen zum Verhalten des SBB-Liners und seiner Verankerung

Für den Versagensmechanismus der SBB-Linerkonstruktion ergeben sich nach den bisherigen Ausführungen mindestens zwei Möglichkeiten:
das Versagen des SBB-Liners beginnt entweder auf der Core- oder der Betonseite des Liners.

(a) Versagen beginnt auf der Core-Seite

Einmal kann durch die große Wärmeentwicklung beim Core- Aufheizen der Versagensablauf von der Core-Seite her bestimmt werden. Dabei wird angenommen, daß wegen ihres Eigengewichtes die Deckplatten zusammen mit der Isolierung bei Erreichen sehr hoher Temperaturen im Core sich als erste Teile infolge Stahlkriechen in den Befestigungsbolzen ablösen und ins Core hinabfallen. Der Stahl versagt bei Kriechbruch, hat also keine Zugfestigkeit mehr. Dieses kann bereits bei Temperaturen um ca. 800 °C geschehen, was mit den Angaben der AIPA-Studie / 3/ übereinstimmt. Je nach Hitzebeständigkeit des gewählten Stahles kann auch schon früher, d.h. bei niedrigerer Temperatur der Versagensablauf ausgelöst werden; wie Bild 1 sehr deutlich für den Feinkornbaustahl TTStE 29 gegenüber dem US-Stahl A-537 zeigt.

Die Fortsetzung dieses Versagensmechanismus, der

mit dem großflächigen Versagen der Isolierung beginnt, verläuft nun zwangsläufig. Nach Versagen der thermischen Isolierung gelangt große Hitze ungehindert an den Liner und führt auch hier sehr schnell zu einer Abminderung der Festigkeit, so daß infolge Eigengewicht des Liners und durch zusätzliche Belastung sich frühzeitig lösender Betonteile der Liner aufreißt, (vgl. Bild 2).

(b) Versagen beginnt auf der Betonseite

Entgegen der vorigen, auch in der AIPA-Studie / 3/ skizzierten Vorstellung, soll die zweite Möglichkeit des Linerversagens untersucht werden, die ihren Ausgang von der Betonseite nimmt und zu einem früheren Zeitpunkt zu erwarten ist. Maßgebend hierfür ist die überlagerte Wirkung aus Zwängungsbeanspruchung und Querbeltung des Liners. Wie bereits im Abschnitt 4.1.1.1.1 näher ausgeführt wurde, kann in diesem Fall schon die Übergangsphase vom elastischen zum plastischen Werkstoffverhalten des Liners bestimmend für das Versagen der Liner-Ankerkonstruktion werden. Da die Betonranddehnungen an jeder Stelle des Liners bereits ein bestimmtes Beanspruchungsniveau vorgeben, das im allgemeinen bei derartigen Konstruktionen zwischen ca. 1,0 und 2,0 o/oo Stauchung liegen kann, sind daher oft nur noch relativ geringe Temperaturzwängungen notwendig, damit der Liner plastiziert.

Vorab kann jedoch schon für den Versagensablauf von der Betonseite her gesagt werden, daß solche in ungünstiger Weise überlagerten Auswirkungen infolge formschlüssiger Zwängungsbeanspruchung und kraftschlüssiger Querbeltung nur lokal zu

erwarten sind entgegen dem großflächigen Versagen bei höheren Temperaturen.

Zur Untersuchung der o.g. Einflüsse auf die Liner-Ankerkonstruktion im SBB wird die in / 1/ dargestellte Anordnung der Verankerung gewählt. Bild 4.3 zeigt das zugehörige Rechenmodell für den SBB-Liner.

Hinsichtlich der Betonranddehnungen werden 2 Fälle untersucht:

	<u>Fall a</u>	<u>Fall b</u>
Umfangsrichtung ϵ_x	$\epsilon_x = -1,5 \text{ o/oo}$	$\epsilon_x = -2,0 \text{ o/oo}$
Radialrichtung ϵ_y	$\epsilon_y = -1,0 \text{ o/oo}$	$\epsilon_y = -1,0 \text{ o/oo}$

Die Stauchungen werden mit konstanter Verteilung für das gesamte Berechnungsgebiet angenommen.

Für die Linererwärmung werden Werte zwischen $\Delta T = 20$ und 150 K zugrundegelegt, ein Bereich, in dem sich nach / 4/ ein erheblicher Dampfdruck bis zu $9,0 \text{ bar}$ zwischen Beton und Liner als Querbelaastung aufbauen kann.

Ziel der Untersuchungen am Rechenmodell nach Bild 3 ist, unter Berücksichtigung örtlicher Linerimperfektionen maximale Ankerscherkräfte zu ermitteln. Hierzu werden 2 weitere Annahmen getroffen. Wie bereits im Bild 4.3 angedeutet, werden Anfangsformabweichungen in Form einer Beulfeldkette (vgl. hierzu / 2/) unterstellt, wobei sehr ungünstig mit einer maximalen Formabweichung in Linerfeldmitte von $5,0 \text{ mm}$ gerechnet wird. Zusätzlich wird hierbei das Versagen eines Ankers im Verlaufe der Beulfeldkette angenommen. Die Ergebnisse für

diese erste Untersuchung sind im Bild 4 dargestellt.

Die maximalen Ankerscherkräfte der Bolzen unmittelbar am Beulfeldrand können danach bis zu 70 % ihrer Bruchfestigkeit erreichen. Rechnet man je nach lastverteilender Fläche aus der Querbelastrung die zugehörige Ankerzugkraft mit

$$Z = 1,5 \cdot 192 \cdot 166 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} = 43,02 \text{ kN}$$

hinzu, was einer Zugbeanspruchung von

$$\sigma_Z = \frac{43\,020}{283} = 152 \text{ N/mm}^2$$

entspricht, so erhält man in diesem Fall als Vergleichsspannung mit $Q = 90 \text{ kN}$ und $F = 283 \text{ mm}^2$

$$\begin{aligned}\sigma_V &= \sqrt{\sigma^2 + 3 \cdot \tau^2} \\ &= \sqrt{152^2 + 3 \cdot 318^2} = 571 \text{ N/mm}^2 \gg 370 \text{ N/mm}^2.\end{aligned}$$

Mit großer Wahrscheinlichkeit tritt dann in der unmittelbaren Umgebung in begrenztem Umfang weiteres Ankerversagen ein.

Bei der zweiten Annahme wird bei gleicher Ankeranordnung und gleichen Betonranddehnungen das Zusammentreffen von zwei Blechschüssen mit unterschiedlichen Materialkennwerten unterstellt. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind im Bild 5 zusammengefaßt, wobei deutlich zu erkennen ist, daß in solchen Fällen bereits die maximale Ankerscherkraft allein die Bruchkraft erreichen kann. Es ist leicht vorstellbar, daß bei zusätzlichem Dampfdruck zwischen Beton und Liner Anker ver-

sagen können und somit den Ankerabständen entsprechende Querverformungen des Liners entstehen. Tritt also zu dem labilen Beanspruchungszustand eines Linerfeldes - oder auch mehrerer - kraftschlüssige Querbelastrung hinzu, bilden sich sehr schnell Fließgelenke aus, die für eine unbegrenzte Nachgiebigkeit in dem betreffenden Linerfeld sorgen. Die örtliche Nachgiebigkeit des Liners würde sich wesentlich erhöhen, und bei weiter wirkender kraftschlüssiger Querbelastrung wäre mit großer Wahrscheinlichkeit weiteres Bolzenversagen und Aufreißen des Liners die Folge.

Diese für beide Annahmen gültige Folgewirkung der Ausbeulung des Liners kann schon zu einem relativ frühen Zeitpunkt bei einer Erwärmung des Betons um ca. 180 °C Hitzpfade in der Isolierung entstehen lassen. Damit würde für die hohe Core-Temperatur der Weg frei zum Liner, wodurch dieser örtlich verschwächt aufreißen könnte und die hohe Temperatur zu diesem Zeitpunkt unmittelbar am Beton anstehen würde.

1.1.2 Verhalten der Betonkonstruktion des SBB

1.1.2.1 Aufgabenstellung

In Phase II der AIPA-Studie /3/ wird davon ausgegangen, daß der Behälterbeton sich in Schichten von ca. 5 cm Stärke von den Wandungen löst, wenn in 5 cm Tiefe eine Temperatur von ca. 980 °C erreicht wird. Auf diese Weise sind 10 Tage nach Beginn des Core-Aufheizens von der 5,64 m starken Deckelplatte 0,71 m und von der 2,29 m starken Seitenwand (bis zur nächsten Kaverne) 0,61 m Beton abgeplatzt.

Dieses Versagenskriterium geht lediglich davon aus, daß bei der genannten Temperatur die Betonfestigkeit vernachlässigbar gering ist. In Wirklichkeit entstehen jedoch zusätzlich zu den Betonspannungen infolge (teilweise abgeminderter) Vorspannung in den aufgeheizten Bereichen Druckspannungen aufgrund der Aufheizung. Es ist nicht auszuschließen, daß diese in Verbindung mit der absinkenden Festigkeit bereits bei geringeren Temperaturen zu schichtweisem Abplatzen führen, so daß insgesamt mehr Beton, als in der AIPA-Studie ermittelt, sich von den Wänden lösen würde. Ein entsprechendes Versagensmodell ist zu untersuchen.

Die in der AIPA-Studie zugrundegelegten Festigkeitswerte für Beton zeigen zum Teil Abweichungen gegenüber hierzu bekannten Meßwerten aus anderen Quellen (siehe auch / 4/). Hier sind weitere Überprüfungen erforderlich.

In Phase II der AIPA-Studie /3/ wird zwar angesprochen, daß die Zerstörung des Betons von Ausdampfen des freien und gebundenen Wassers aus dem Beton begleitet wird. Es wird jedoch lediglich der eine Ereignisablauf untersucht, daß nach dem Versagen des Liners infolge der auflastenden Betonbruchstücke dieser Dampf ins Core gerät. Es wird nicht in die Betrachtung einbezogen, daß vor einem derartigen Linerversagen der Dampf entweder über mögliche Freisetzungspfade nach außen gelangt oder sich ein Dampfdruck hinter dem Liner aufbaut, der schon zu einem früheren Zeitpunkt, als in der AIPA-Studie angenommen, zum Linerversagen führt. Derartige Vorgänge sind bei der Erarbeitung von Versagensmodellen mit zu untersuchen.

1.1.2.2 . Temperaturen und Dampfdruck

Zunächst wurden die instationären Temperaturverläufe (an eindimensionalem Modell) mit intaktem Liner und intakter Isolierung ermittelt. Dabei wurden mangels zum damaligen Zeitpunkt vorliegenden neuerer Berechnungen die in der AIPA-Studie /3/, Phase II, angegebenen Temperatur-Zeitverläufe für die Gastemperaturen im oberen Plenum zugrundegelegt. Es stellen sich folgende Betonrandtemperaturen ein (siehe auch Bild 6):

t (h)	7	8	10	12	15	20
ϑ (°C)	170	200	265	315	345	365
d (m)	0,02	0,04	0,08	0,11	0,16	0,25
Q (kg/m ²)	3,0	6,0	12,0	16,5	24,0	37,5

Versuche an einer großformatigen Probe (2,1 m x 2,3 m) mit (allerdings nicht dichtem) Liner auf der heißen Seite /4.5/ haben ergeben, daß sich bei $\vartheta \approx 150$ °C eine sog. Verdampfungsfront bildet. Auf der heißen Seite dieser Front ist bei einem Beton mit ca. 180 kg/m³ Wassergehalt (HTR-Beton) damit zu rechnen, daß ca. 150 kg/m³ Wasserverlust entstanden sind. Die Lage der Verdampfungsfront im hier vorliegenden Fall ist in obiger Tabelle eingetragen (d).

Daraus lassen sich die angegebenen Dampfmengen Q ermitteln.

Vor Versagen des Liners wird der Dampf vom Liner weg strömen und jenseits der Verdampfungsfront kondensieren. Theoretisch wird der Anteil des so nach außen gedrückten Wassers, der nicht von den Poren aufgenommen werden kann, an den Behälteraußenflächen austreten.

Unterstellt man ein Porenvolumen von 20 % des Betonvolumens sowie 75 % Wassersättigung, so ergibt sich bei 5,62 m Wandstärke ein freier Porenraum von

$$V = (5,62-d) \cdot 0,2 \cdot 0,25 \cdot 5,5 \cdot 0,05 = 0,28 \text{ m}^3/\text{m}^2.$$

Dies besagt, daß selbst bei intaktem Liner z.B. nach 20 Stunden weniger als 15 % des freien Porenraumes in Anspruch genommen wird. Daraus läßt sich schließen, daß zu keinem Zeitpunkt Wasser nach außen dringt.

Über den Druckaufbau hinter dem Liner lassen sich kaum quantitative Angaben machen. Eine untere Grenze ergibt sich aus der genannten Verdampfungstemperatur von 150 °C, bei der ein Sattdampfdruck von ca. 5 bar herrscht. Eine obere Grenze kann man aus Ergebnissen von Versuchen herleiten, bei denen an einer druckfest umschlossenen Probe der Dampfdruck in Abhängigkeit von der Probentemperatur gemessen wurde / 6/. Er lag stets in der Größenordnung von etwa 60 % des Sattdampfdrucks; das ergibt bei Zugrundelegung der Betonrandtemperaturen folgende Drücke zu unterschiedlichen Zeitpunkten:

t (h)	7	8	10	12	15
θ (°C)	170	200	265	315	345
p (bar)	5	10	31	65	95

Dies sind jedoch theoretische Werte, da keine allseitige Umschließung vorliegt. Es ist nach Ansicht der Verfasser - zumal auch aufgrund der

durchaus geringen Aufheizgeschwindigkeiten (ca. 0,3 K/min an der Betonoberfläche) - damit zu rechnen, daß sich Dampfdrücke im Bereich von 5 bis 10 bar aufbauen. Gewissere Aussagen hierzu könnten allerdings nur experimentell gewonnen werden.

1.1.2.3 Theoretisches Versagensmodell für die Betonstruktur

Analog zur AIPA-Studie war zu ermitteln, zu welchen Zeitpunkten jeweils 5 cm starke Betonschichten abplatzen und auf das Core fallen. Dies wurde zuerst auf theoretischer Grundlage untersucht, wobei, wie in Abschnitt 4.1.1.2.1 bereits erwähnt, zu klären war, ob die temperaturabhängigen Spannungserhöhungen zusammen mit der temperaturabhängigen Festigkeitsminderung einen gegenüber den Ergebnissen der AIPA-Studie beschleunigenden Einfluß auf den Versagensfortschritt haben.

Die Betonfestigkeit verhält sich mit steigender Temperatur, wie in Bild 7 dargestellt. Den Berechnungen wird die ebenfalls in Bild 7 eingetragene Funktion

$$\frac{R_{ct}}{R_c} = 1 - 1,528 \cdot 10^{-6} \vartheta^2$$

zugrundegelegt. Deren Verlauf ist etwas konservativer als der der AIPA-Studie.

Der Elastizitätsmodul fällt mit steigender Temperatur ab, wie in Bild 8 gezeigt.

Die verwendete Funktion lautet:

$$E_b = 41667 - 83,3 \vartheta \quad \text{für } 20 \text{ }^{\circ}\text{C} \leq \vartheta \leq 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$E_b = 32000 - 35,0 \vartheta \quad \text{für } \vartheta > 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Dabei wurde von $E_b = 40000 \text{ N/mm}^2$ bei Raumtemperatur ausgegangen.

Von der Vielzahl gemessener Verläufe - sowohl des Elastizitätsmoduls, als auch der Festigkeit - wurden nur diejenigen berücksichtigt, bei denen die Messungen im warmen Zustand erfolgten, da dies der zu untersuchenden Situation entspricht.

Die Nennfestigkeit des HTR-Betons beträgt $46,0 \text{ N/mm}^2$. Hier wird die Serienfestigkeit, die bei $50,0 \text{ N/mm}^2$ liegen dürfte, angesetzt. Die Festigkeitserhöhung aufgrund des zumindest zweiaxialen Spannungszustandes wird mit dem Faktor 1,15 berücksichtigt.

Im Randbereich der Behälterdecke herrscht aus Vorspannung ein randparalleler Druckspannungszustand von $\sigma_b \approx -12 \text{ N/mm}^2$, der als voll wirksam auch bei höheren Temperaturen angesetzt wird, da hierfür vorwiegend die außenliegende Wickelvorspannung verantwortlich ist. Elastische Temperaturspannungen aus Betriebstemperaturen treten in Höhe von $\sigma_{bd} = -6 \text{ N/mm}^2$ auf. Es wird 50 % Abminderung infolge Kriechen usw. angesetzt. Diese Spannungen infolge Gebrauchslasten sind für den Störfall entsprechend dem Absinken des E-Moduls abzumindern.

Der Wärmeausdehnungskoeffizient wird angesetzt zu

$$\alpha_{\vartheta} = 7,5 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1} \quad \text{für } \vartheta \leq 100 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

$$\alpha_{\vartheta} = 12,0 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1} \quad \text{für } \vartheta \geq 200 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Dazwischen wird linear interpoliert.

Es wird ungünstig volle Dehnungsbehinderung parallel

zur Betonoberfläche angenommen.

Mit diesen Berechnungsansätzen ergibt sich der in Bild 9 dargestellte Verlauf der Betondruckspannungen in 5 cm Tiefe über der Zeit, als Kurve " σ_b (theoretisch)" bezeichnet. Der Schnittpunkt mit der ebenfalls eingetragenen Kurve für die Betondruckfestigkeit β_c über der Zeit gibt an, daß bei dieser Betrachtungsweise zum Zeitpunkt $t = 10 \text{ h}$ in 5 cm Tiefe die Betonfestigkeit überschritten wird.

Dieses Versagensmodell ist insofern konservativ, als nicht alle das Materialverhalten bestimmende Einflüsse erfaßt wurden. In jüngerer Zeit ist festgestellt worden, daß auch in Zeiträumen von einigen Stunden bei Aufheizvorgängen unter Dehnungsbehinderung erhebliche Kriechvorgänge im Beton ablaufen. Diese werden als Übergangskriechen bezeichnet, vgl. / 7/. Zur Einbeziehung dieses Phänomens wird im folgenden der rechnerische Weg verlassen und ein Versagensmodell auf experimenteller Grundlage entwickelt.

1.1.2.4 Versagensmodell für die Betonstruktur auf experimenteller Grundlage

Versuche an zylindrischen Proben, bei denen die durch eine Anfangsbelastung aufgebrachte Verformung während der anschließenden Erwärmung konstant gehalten wurde und die Zwängungsspannungen gemessen wurden, haben gezeigt, daß die Zwängungsspannungen in keinem Fall 70 % der Kurzzeitfestigkeit überschreiten und daß auch bei Temperaturen bis 600°C kein Versagen der Proben eintritt vgl. / 7/, / 8/. Hierauf hat auch die Aufheizgeschwindigkeit

keit keinen Einfluß. Dies ist darauf zurückzuführen, daß sich neben der bei den Untersuchungen nach Abschnitt 2.1 allein angesetzten Steifigkeitsverminderung auch in den hier betrachteten Zeiträumen bereits Kriechvorgänge im Beton abspielen. Einen grossen Anteil hieran hat das sich in Aufheizphasen abspielende sogenannte Übergangskriechen, das sich zusätzlich zu dem stationären Kriechen günstig auf den Abbau von Zwängungen auswirkt.

Die Versuchsergebnisse eines dieser Versuche mit einer Vorbelastung in Höhe von 30 % der Betondruckfestigkeit - dies entspricht ungefähr den Spannungen im Gebrauchszustand - wurden unter Berücksichtigung des zweiaxialen Spannungszustandes im hier vorliegenden Fall ebenfalls in Bild 9 eingetragen. Es zeigt sich, daß im Bereich 100 °C bis 150 °C Übereinstimmung der Größenordnung mit den theoretischen Werten besteht; danach ergibt sich jedoch ein deutlich anderer Verlauf, der stets unterhalb der Festigkeitskurve bleibt und bei hohen Temperaturen etwa parallel zu dieser ist.

1.1.2.5

Wertung der Versagensmodelle

Das theoretische Versagensmodell ist allein aus dem Grunde konservativ, weil nur die Verminderung des E-Moduls, nicht aber das Kriechen des Betons berücksichtigt wurde. In den hier vorliegenden Zeiträumen tritt sowohl stationäres Kriechen, das sich mit steigender Temperatur vergrößert, als auch insbesondere das Übergangskriechen während des Aufheizens auf, das ein beträchtliches Maß annehmen kann.

Insgesamt sollte man deswegen den experimentellen Ergebnissen mehr Vertrauen schenken. Das hat zur Konsequenz, daß in der Tat durch die Zwängungs-
spannungen kein Versagen des Betons erreicht wird, so daß letztlich entgegen früheren Erwartungen die Aussage der AIPA-Studie bestätigt wird, daß der Beton erst dann versagt, wenn infolge der Temperaturen seine Festigkeit gegen Null geht.

Zudem sollte auch berücksichtigt werden, daß - insbesondere im betrachteten Randbereich der Core-Decke - ein sehr dichtes, kräftiges Bewehrungsnetz vorhanden ist, das bis zum Zeitpunkt des Versagens des Bewehrungsstahls das Herunterfallen von Beton, abgesehen von der Betonüberdeckung, tendenziell verzögern dürfte.

1.2 Verhalten des Reaktorschutzgebäudes bei stetigem Ansteigen von Innendruck und Innentemperatur

1.2.1 Verhalten der Liner-Ankerkonstruktion des RSG

1.2.1.1 Allgemeines

Das grundsätzliche Vorgehen zur Untersuchung des Versagens des RSG-Liners im Falle von Innendruck und Innentemperatur nach Störfällen entspricht dem nach Abschnitt 4.1.1.1. Es ist auch hier zu ermitteln, in welchem Grade die Dichtheit des Liners gefährdende Imperfektionen zwischen Linerfeldern auftreten können.

Ebenso sind die Einflüsse einer starken örtlichen Erwärmung des Liners zu betrachten, die Druckzwängungen im Linerblech verursacht und damit sehr stark die Ankerbeanspruchung schon bei einem

geringeren Niveau der Betonranddehnungen erhöht.

Innendruck im RSG wird für das Linerversagen nur von Interesse, wenn Betonrandbereiche mit relativ großen Dehnungsgradienten entstehen. Im Falle des Betonversagens infolge Innendruck erscheint eine Lineruntersuchung nicht mehr sinnvoll, da mit dem Aufreißen des Betons auch mit großer Wahrscheinlichkeit der Liner versagen wird.

1.2.1.2 Konzept des RSG-Liners

Zur Untersuchung der Liner-Ankerkonstruktion im RSG wird die in / 9/ dargestellte Anordnung der Verankerung gewählt. Sie ist dem Berechnungsmodell nach Bild 4.10 zugrundegelegt. Danach sind auf einem 8 mm dicken Linerblech, Werkstoffgüte TTStE 29 mit $G_F = 290 \text{ N/mm}^2$, T-Profile T 90 im Abstand $l_x = 500 \text{ mm}$ mit dazwischenliegenden Kopfbolzendübeln $\varnothing 15,9 \text{ mm}$, Abstand $l_x = 200 \text{ mm}$, angeordnet. Diese Anordnung entspricht etwa der in Zeichnung-Nr. GMP-8102.359 von BBC, mit der Einschränkung, daß die Ankerabstände von 600 auf 500 mm verringert und T-Profile mit Kopfbolzendübeln gemeinsam angeordnet werden. Gegenüber den Angaben in / 1/ hat sich die Ankeranordnung damit wesentlich geändert.

1.2.1.3 Untersuchungen zum Verhalten des RSG-Liners und seiner Verankerung

Zur Berechnung wird wie im Falle des SBB-Liners ein Programm verwendet, das sowohl das nichtlineare Werkstoffverhalten des Liners als auch das nicht-lineare Ankerverhalten am zweidimensionalen Berechnungsmodell berücksichtigt.

Als Anfangsformabweichung wird eine "Beulwelle" (vgl. hierzu / 2/) an beliebiger Stelle des RSG-Liners unterstellt. Ihre Amplitude wird zu $a = 2,5 \text{ mm}$ angenommen, bezogen auf den Abstand von T-Profil und Kopfbolzendübel.

Das Berechnungsmodell nach Bild 10 wird in einen geometrisch ungestörten Bereich des RSG-Liners gelegt, wo im allgemeinen der Grundraster der Verankerung anzutreffen ist. Geometrische Störstellen, die meist mit Zusatzankern verstärkt sind, werden hier nicht untersucht.

Für die Untersuchung der Liner-Ankerkonstruktion werden betonseitig zwei Fälle mit verschiedenen großen, üblicherweise auftretenden Betonranddehnungen betrachtet, da genauere Angaben fehlen. Es werden auf der Behälterinnenseite in Umfangsrichtung zwei verschiedene Dehnungen mit konstanter Verteilung ($= \epsilon_x$ nach Bild 10) angenommen:

Fall a: $\epsilon_x = - 1,0 \text{ o/oo},$

Fall b: $\epsilon_x = - 1,5 \text{ o/oo}.$

Für die Achsrichtung ($= \epsilon_y$ nach Bild 4.10) wird in beiden Fällen nur ein Wert,

$$\epsilon_y = - 1,0 \text{ o/oo},$$

angenommen.

Bei der Annahme der Betonranddehnungen wird vorausgesetzt, daß sie infolge Linererwärmung noch nicht beeinflußt sind. Ebenso wird ungünstig davon ausgegangen, daß die Vorstauchungen im Liner nicht infolge Innendruck im RSG beeinflußt sind.

Die auf den Liner einwirkenden Temperaturen bei Erwärmung der RSG-Atmosphäre sind im Bild 11 dargestellt. Danach werden am Liner maximal $T = 325\text{ }^{\circ}\text{C}$ erreicht. Für die Untersuchung der Liner-Ankerkonstruktion ist erfahrungsgemäß jedoch der Übergangsbereich vom elastischen zum plastischen Linertragverhalten maßgebend, so daß wegen der angenommenen Betonranddehnungen entsprechend geringere Temperaturen genügen. Da dieser Temperaturbereich nur parametrisch festzustellen ist, werden verschiedene Erwärmungen des Liners um $\Delta T = 30$ bis 150 K der Untersuchung zugrundegelegt.

Die wesentlichen Ergebnisse der Berechnung sind im Bild 12 dargestellt. Es sind die maximalen Ankerscherkräfte der Kopfbolzendübel als schwächeres Verankerungselement und deren Verschiebungen relativ zum Beton für verschiedene Erwärmungsgrade des Liners aufgetragen. Da bereits bei $\Delta T = 50\text{ K}$ der Liner fast vollständig plastiziert und infolgedessen Differenzzwängungen zwischen vorverformten Linerfeldern ($\hat{=}$ Beulwelle) und nicht vorverformten Linerfeldern nur noch in geringem Maße zunehmen können, ergeben sich ab $\Delta T = 150\text{ K}$ kaum nennenswerte Einflüsse. Die weitere Erwärmung des Liners bis $T = 325\text{ }^{\circ}\text{C}$ bewirkt daher keine zusätzliche Gefährdung der Liner-Ankerkonstruktion.

Der sehr gleichmäßige Verlauf der Ergebnisse entsteht durch die sehr große Schubsteifigkeit der Rippenverankerung, die eine großflächige Umlagerung der Zwängungsdifferenzen verhindert.

Die maximalen Ankerkräfte und -verschiebungen überschreiten zwar die üblicherweise für die Aus-

legung zulässigen Grenzwerte, jedoch erreichen sie noch nicht ihre Bruchgrenze.

Für den Fall der untersuchten Liner-Ankerkonstruktion kann somit unter den angenommenen Bedingungen Ankerversagen ausgeschlossen werden. Damit ist eine unmittelbare Gefährdung des Liners und seiner Dichtheit nicht gegeben. Die Wahrscheinlichkeit eines Linerlecks infolge Temperaturbeanspruchung nach Bild 11 ist somit praktisch gleich Null.

1.2.2 Verhalten der Betonkonstruktion des RSG

In der AIPA-Studie / 3/ wird das Versagensmodell eines schlaff bewehrten Beton-Containments ohne Modifikation auf das vorgespannte RSG des HTR-Kernkraftwerkes übertragen. Die Grenze für das Versagen, die bei ca. 7 bar Überdruck liegt, wird übernommen, ebenso die Versagensart, nämlich Fliesen der Bewehrung und/oder Druckversagen des Betons. All dies trägt den besonderen Eigenschaften des vorgespannten HTR-RSG nicht Rechnung; bei dem, wie auch in der AIPA-Studie prinzipiell erwähnt, ein günstigeres Verhalten zu erwarten ist. Deshalb ist hierfür ein Versagensmodell zu entwickeln.

In Bild 13 ist eine Übersicht des Reaktorschutzgebäudes der deutschen HTR-Anlage wiedergegeben. Kennzeichnend ist die aus Gründen des "Vollschutzes" gegen Flugzeugabsturz vorgesehene Wandstärke von 1,60 m.

Mangels entsprechender Angaben in / 1/ wurde eine überschlägliche Bemessung des RSG durchgeführt. Ausgehend von einem Auslegungsdruck von

4,7 bar (absolut) ergab sich unter geeigneter Berücksichtigung von Spannkraftverlusten infolge Kriechen und Schwinden folgende mittige Vorspannung bei Verwendung von St 1420/1570, wobei aufgrund nicht eindeutiger Angaben in den Unterlagen / 1/ die zulässige Spannstahlspannung konservativ zu $0,55 \beta_z$ angesetzt wurde:

- Zylinder horizontal: 94 cm²/m
- Zylinder vertikal: 47 cm²/m
- Kuppel kreuzweise: 85 cm²/m

Für die schlaffe Bewehrung des RSG ist der Lastfall Flugzeugabsturz maßgebend. Es ergaben sich bei der vorgegebenen Wandstärke von 1,60 m folgende Bewehrungsquerschnitte bei Verwendung von BSt 420/500:

- innen kreuzweise: $f_e = 105 \text{ cm}^2/\text{m}$
- außen kreuzweise: $f_{e'} = 55 \text{ cm}^2/\text{m}$
- Bügel: $f_{eBü} = 55 \text{ cm}^2/\text{m}^2$

In Bild 12 ist die sich aufgrund dieser Bemessung ergebende Konstruktion der Wandungen des RSG exemplarisch für einen Horizontalabschnitt durch einen Ausschnitt des Zylinderbereichs wiedergegebenen - unter Verzicht auf eine Darstellung des Liners und seiner Verankerungen.

Der zugrundezulegende Druck- und Temperaturverlauf, wie ihn die Berechnungen der GRS ergeben haben, ist in den Bildern 11 und 15 dargestellt. Die Bilder zeigen zwei für die hier durchzuführende Untersuchung maßgebende Zeitabschnitte. Während des in Bild 11 dargestellten Zeitintervalls von 15 min steigt die Temperatur im RSG auf maximal 320 °C, der Druck jedoch nur auf 3,28

bar (absolut). Da in dieser kurzen Zeitspanne der Einfluß der Temperaturen auf Bewehrung und Vorspannung vernachlässigbar ist, braucht allein der Druck betrachtet zu werden. Dieser aber liegt unter dem Auslegungsdruck, so daß in dieser Phase ein Versagen der Betonkonstruktion des RSG von sehr geringer Wahrscheinlichkeit ist.

In der zweiten Phase (Bild 15) ab ca. 130 h nach Störfallbeginn bewegen sich die Temperaturen um 70 °C, können also bei der Beurteilung der Tragfähigkeit ebenfalls außer Acht bleiben. Der Innendruck erreicht am Ende des der Elektronik-Liste (GRS) zu entnehmenden Zeitraumes bei $t = 240$ h den Wert von 6,34 bar (absolut). Da erst bei 11 bar (absolut) das Versagen des RSG, definiert durch das Erreichen der Streckgrenze im Spannstahl, eintritt, ist bis zu diesem Zeitpunkt das Versagen des RSG von geringer Wahrscheinlichkeit.

1.3

Verhalten des Reaktorschutzgebäudes bei Explosion
zündfähiger Gemische

Bei der Beurteilung des Verhaltens des RSG bei Explosion eines zündfähigen Gemisches in seinem Innern wurde davon ausgegangen, daß der zugrundegelegte Innendruck derart lange ansteht, daß eine statische Betrachtungsweise zulässig ist.

Die Beanspruchbarkeit des RSG wird allein durch die Tragwirkung des Spannstahls, der schlaffen Bewehrung und des Linerbleches bestimmt. Die statistischen Angaben zum Spannstahl wurden in Anlehnung an entsprechende Daten in / 10/ festgelegt; für den Bewehrungsstahl wurde auf Aussagen in / 11/ zurückgegriffen; für den Linerstahl wurden Angaben eines Stahlherstellers zugrundegelegt.

Definiert man als Grenze der Beanspruchbarkeit das Versagen des RSG als Gesamtstruktur, d.h. die Bruchgrenzen von Spannstahl, Bewehrungsstahl und Linerstahl sind erreicht, so ergibt sich hierfür bei Zugrundelegung von Verteilungen für die Festigkeiten der verwendeten Stähle gemäß den zuvor genannten Quellen eine Normalverteilung mit dem Mittelwert

$$\bar{p} = 14,3 \text{ bar}$$

und der Standardabweichung

$$\sigma_p = 0,38 \text{ bar} .$$

Es fällt zunächst auf, daß der die Tragfähigkeitsgrenze darstellende Innendruck deutlich höher als

der Auslegungsdruck des RSG ist. Dies läßt sich jedoch folgendermaßen erklären:

Das RSG ist zum einen derart ausgelegt, daß es beim Lastfall Auslegungsdruck weitgehend rissefrei bleibt. Dies wird durch eine Vorspannung erreicht, welche Betondruckspannungen in den Querschnitten vom gleichen Betrage wie die Zugspannungen unter Auslegungsdruck erzeugt. Zum anderen ist das RSG für Flugzeugabsturz ausgelegt. Insbesondere für die örtlichen Wirkungen im Auftreffbereich ist die Vorspannung praktisch nicht wirksam, so daß eine kräftige randnahe schlaaffe Bewehrung erforderlich wird. Für die Ermittlung der Traglast können nun beide Systeme von Stahleinlagen und zusätzlich noch der Liner mit seiner bei der RSGAuslegung nicht berücksichtigten Tragwirkung herangezogen werden.

Die geringe Streuung, vgl. auch die Darstellung in Bild 16, erklärt sich daraus, daß allein Stahlkomponenten mit ihren vergleichsweise deterministischen Festigkeitseigenschaften für die Tragfähigkeit verantwortlich sind.

Während bis zum Erreichen dieser Grenze der Beanspruchbarkeit Dichtigkeit des Liners unterstellt werden kann, kann nach deren Erreichen nicht mehr mit einem begrenzten Leckquerschnitt gerechnet werden, da das RSG insgesamt zusammenstürzt.

2

Versagen von SBB-Abschlüssen

2.1

Untersuchungen zum Austreibvorgang

Das Versagen großer SBB-Abschlüsse wurde zunächst im Hinblick auf mögliche Auswirkungen auf das Reaktorschutzgebäude behandelt. Dazu wurden die Querschnitte, auf welche der Innendruck austreibend wirkt, die maximalen Austreibwege und die Massen der Verschlüsse einschließlich der ggf. zugleich mit diesen ausgetriebenen Komponenten ermittelt.

Zu betrachten sind insgesamt 15 SBB-Abschlüsse, die sämtlich auf der Behälteroberseite angeordnet sind, und zwar

- 6 Dampferzeuger-Abschlüsse (DE-Abschlüsse),
- 6 Hauptgebläse-Abschlüsse, mittig in den DE-Abschlüssen angeordnet, die im Falle eines Versagens mitsamt dem jeweiligen Hauptgebläse ausgetrieben werden würden,
- 6 Nachwärmeabfuhrsystem-Abschlüsse (NWA-Abschlüsse), die im Falle eines Versagens nach den vorliegenden Unterlagen / 1/ mitsamt Gebläse und Wärmetauscher ausgetrieben werden würden.

Bei Versagen der Haltevorrichtungen eines DE-Abschlusses würde zusammen mit diesem das zugehörige Hauptgebläse ausgetrieben werden.

Damit die maximal möglichen Auswirkungen auf das RSG ermittelt werden konnten, wurde jeweils die ungünstigste Versagensart ausgewählt, und es wurden alle denkbaren hindernden Wirkungen wie

- Verkanten der Abschlüsse,
- Energieverzehr durch das Abreißen mit den Ab-

schlüssen verbundener Rohrleitungen außer Acht gelassen. Reibungseffekte wurden zum Teil alternativ zu den pessimistischeren Fallstudien ohne Reibung mit angesetzt, damit die Größenordnung der Wirkung von solchen Behinderungen erkannt werden konnte.

Die auf diese Weise durchgeführten Untersuchungen brachten die im folgenden wiedergegebenen Ergebnisse:

DE-Abschluß

Für das Heraustreiben eines DE-Stopfens wurde als ungünstigster Fall unterstellt, daß die Rundnaht im Kavernenliner unterhalb des unteren Scherankers und gleichzeitig die Schweißnähte, mit denen die Scheranker an dem Rohrliner befestigt sind, an beiden Scherankern versagen vgl. Bild 17. (Hier wird die Gesamtheit der in einem Ring um den Rohrliner sitzenden Verankerungen als ein Scheranker bezeichnet). Das heißt, daß der DE-Stopfen samt dem Rohrliner oberhalb der genannten Schweißnaht und den darauf befestigten, längs Matellinien verlaufenden Kühlrohren ausgetrieben wird.

Diese Teile haben folgende Massen:

DE-Stopfen:	128 t
Hauptgebläse:	37 t
Rohrliner:	<u>32 t</u>
Summe:	<u>197 t</u>

Der Durchmesser der Fläche, auf welche die Austreibkraft wirkt, beträgt 4,50 m, der Austreibweg 4,10 m. Im Bereich der oberen 2,40 m des Austreibweges

erweitert sich die Gleitfläche konisch, so daß während des Austreibens auf diesem Weg Kühlgas in einen Ringquerschnitt um den Stopfen herum austreten kann. Die Austreibkraft könnte hierdurch allerdings nur vermindert werden, wenn dies zu einem merklichen Absinken des Innendruckes bereits während des Durchgleitens dieses Weges von 2,40 m Länge führen würde. Ausgehend von einem geschätzten Gasvolumen im Behälter von 2500 m^3 unter 54,5 bar Druck und einer Temperatur von 250°C , ergibt sich bei einer Ausströmzeit von 0,15 s (s.u.) und ungünstig während der gesamten Zeit angesetztem maximalem Ausströmquerschnitt von $1,6 \text{ m}^2$ eine Druckabminderung von ca. 1 bar. Das besagt, daß bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der volle Kavernenquerschnitt freigegeben wird, praktisch die volle Austreibkraft auf den DE-Stopfen wirkt.

Es wurde errechnet, daß der Stopfen samt Rohrliner und Hauptgebläse den SBB nach einer Zeit von 0,14 s mit einer Geschwindigkeit von 59 m/s verläßt.

Die Wirkungen eines Gleitwiderstandes beim Austreiben wurden wie folgt abgeschätzt: Es wurde für die Gleitflächen am Rohrliner und an den 88 Kühlrohren ein Gleitwiderstand von $1,0 \text{ N/mm}^2$ angesetzt, der den Meßergebnissen bei Ausziehversuchen mit Rundstahl entspricht. Zu Beginn des Austreibens wird dadurch die um die Eigenlast verminderte Austreibkraft von 84690 kN um 31400 kN - also um nahezu 40 % - verringert. Setzt man für die ersten 1,70 m Austreibweg konstant den halben Gleitwiderstand an, so ergibt sich für diese Phase eine Austreibzeit von 0,10 s und für das Austreiben durch den konischen Bereich eine Zeit von 0,15 s.

Beim Verlassen des SBB hat der DE-Stopfen mit den genannten übrigen Teilen eine Geschwindigkeit von 56,6 m/s, d.h. eine um nur 8 % geringere kinetische Energie.

Hauptgebläse

Damit ein Hauptgebläse-Abschluß samt Hauptgebläse ausgetrieben werden kann, müssen der untere und der obere Verschuß, die sich am unteren und oberen Ende des zentrisch im DE-Stopfen angeordneten Rohrliners befinden, versagen. Alternativ kann statt des oberen Verschlusses die Schweißnaht im Rohrliner direkt unterhalb dieses Verschlusses versagen.

Die Masse des ausgetriebenen Teils beträgt, wie bereits angegeben, 37 t. Der Durchmesser der Austreibfläche beträgt 1,70 m, der Austreibweg 5,30 m. Mit diesen Parametern ergibt sich bis zum Verlassen des SBB eine Zeit von 0,18 s, nach welcher das Hauptgebläse eine Geschwindigkeit von 58 m/s hat.

Behinderungen in der Gleitfläche selbst können sich nicht einstellen. Die behindernden Wirkungen der anschließenden Rohrleitungen sind ohne großen Aufwand nicht quantifizierbar und wurden ungünstig vernachlässigt.

NWA-Abschluß

Bei dem Abschluß eines NWA-Systems sind zwei Versagensarten möglich, und zwar

- Versagen der beiden Scheranker des Rohrliners sowie der Rundnaht unterhalb des unteren Scherankers,

- Versagen der Dehnschrauben des Primärabschlusses und des Sekundärabschlusses.

(Letzterer besteht aus einer 254 mm starken Abdeckplatte, gegen die sich das NWA-System bei Versagen des Primärabschlusses über ein ca. 3 m langes Abstützungsrohr abstützt.)

Es wurden folgende Massen zugrundegelegt:

NWA-System (einschl. Abstützungsrohr):	55 t
Abdeckplatte:	12 t
Rohrliner:	<u>25 t</u>
Summe:	<u>92 t</u>

Für die erstere Versagensart ergibt sich ein Austreibquerschnitt mit 2,55 m Durchmesser. Setzt man den gleichen Gleitwiderstand von $0,1 \text{ N/mm}^2$ wie bei den DE-Abschlüssen an, so steht einer um die Eigenlast verminderten Austreibkraft von 26980 kN eine rückhaltende Kraft von 50540 kN gegenüber. (Die Länge der Gleitfläche beträgt 4,85 m, die Anzahl der Kühlrohre 48.) Das bedeutet eine weitere deutliche Abminderung der Wahrscheinlichkeit des Austreibens eines NWA-Abschlusses gegenüber der Wahrscheinlichkeit des Versagens der Schweißnähte allein, so daß dieser Versagensfall von weiteren Betrachtungen ausgeschlossen werden kann.

Für den zweitgenannten Versagensfall beträgt die Masse 67 t, der Austreibquerschnitt hat 1,94 m Durchmesser, der Austreibweg beträgt 8,10 m. Dieses relativ große Maß ergibt sich daraus, daß nach den vorliegenden Unterlagen das gesamte Nachwärmeabfuhrsystem ausgetrieben werden muß, so daß das den Wärmetauscher und das Gebläse umschließende Rohr längs des Kavernenliners gleitet und erst

dann einen großen Ausströmquerschnitt freigibt, wenn die Öffnung zum Kaltgaskanal die Oberkante des Kavernenliner-Stutzens erreicht hat."

Mit diesen Parametern wurde eine Austreibzeit von 0,27 s und eine Geschwindigkeit nach Ablauf dieser Zeit von 62 m/s errechnet.

Die Wirkungen dieser abfliegenden SBB-Abschlüsse auf das RSG werden im folgenden Abschnitt behandelt.

2.2

Verhalten des Reaktorschutzgebäudes bei Aufprall eines großen SBB-Abschlußstopfens

Mit den im vorigen Abschnitt angegebenen Parametern

- Austreibgeschwindigkeit und
- Masse des ausgetriebenen Körpers

läßt sich die kinetische Energie ermitteln, die auf das RSG einwirkt. Da nur Flugbahnen in vertikaler Richtung in Frage kommen, wurde nur das Auftreffen auf die RSG-Kuppel nach 30 m Flugweg untersucht.

Grundsätzlich wurde bei der Beurteilung des Verhaltens der RSG-Kuppel unter Stopfenaufprall so vorgegangen, daß in einer Energiebilanz die kinetische Energie des Stopfens und des getroffenen Bereiches der Kuppel bei Annahme vollplastischen Stoßes der inneren Formänderungsarbeit der RSG-Kuppel gegenübergestellt wurde.

Die Konstruktion des Querschnittes der RSG-Kuppel kann Abschnitt 1.2.2 entnommen werden.

Konservativ wurden nur die örtlichen Reaktionen der RSG-Kuppel im Auftreffbereich des Stopfens berücksichtigt. Wie für Flugzeugabsturz üblich,

wurde angenommen, daß die beim Auftreffen entstehende "Beule" den dreifachen Durchmesser des auftreffenden Körpers hat, siehe Bild 18. Es wurde, wie auch Versuche bestätigt haben, eine aus Parabelbögen zusammengesetzte Biegelinie angenommen, wobei der realistische Dehnungsverlauf im Bruchzustand mit einem ausgeprägten Maximum im Zentrum, für das 10 % Dehnung angesetzt werden können, durch eine mittlere Bruchdehnung über die gesamte Beule von 3 % ersetzt wurde.

Als nach dem Stoß mitwirkende Masse der RSG-Kuppel wurde der Bereich unter der Auftrefffläche samt einem unter 30° gegen die Oberflächen geneigten Ausstrahlungsbereich voll angesetzt; für den Restbereich bis zum Rand der Beule erfolgte eine Abminderung entsprechend dem hierdurch beigetragenen Energieanteil.

Die Energiebilanz, aus der sich das Verhalten der RSG-Kuppel bei Auftreffen eines SBB-Stopfens ablesen läßt, hat folgenden Aufbau:

$$1/2 (m_1 + m_2) \cdot v_g^2 - (m_1 + m_2) \cdot g \cdot w - P \cdot w = 0$$

Darin bedeuten:

m_1 Masse des SBB-Stopfens

m_2 nach dem Aufprall mitwirkende Masse der RSG-Kuppel

v_g gemeinsame Geschwindigkeit von m_1 und m_2 nach dem Aufprall

g Erdbeschleunigung

w Durchsenkung des Zentrums des Auftreffbereiches

P Traglast der RSG-Kuppel

Aus dieser Formel ergibt sich die Durchsenkung w , die erforderlich ist, damit die kinetische Energie des auftreffenden Stopfens aufgezehrt wird. Sie ist zu vergleichen mit der möglichen Durchsenkung $\max w$ bei Erreichen der zuvor genannten Grenzdehnung.

Im einzelnen wurden die folgenden Ergebnisse ermittelt:

DE-Abschluß

Die Durchsenkung bei Erreichen der Grenzdehnung beträgt

$$\max w = 1,45 \text{ m.}$$

Bei einer Auftreffgeschwindigkeit von 54 m/s und einer Geschwindigkeit nach dem vollplastischen Stoß von 27 m/s ergibt sich als erforderliche Durchsenkung:

$$w = 0,90 \text{ m} < 1,45 \text{ m} = \max w$$

Dieses Ergebnis besagt, daß das nach deutschen Auslegungsbedingungen bemessene RSG in der Lage ist, ein Durchschlagen eines DE-Stopfens zu verhindern. Der Liner würde jedoch bei einem derartigen Aufprall zerstört werden; und die angegebenen Verformungen besagen, daß große Risse im Auftreffbereich entstehen würden, so daß eine Freisetzung des im RSG befindlichen Gasgemisches in die Atmosphäre

stattfinden könnte. Der entstehende Leckquerschnitt würde ca. $1,7 \text{ m}^2$ betragen. Bei Ansatz eines Gleitwiderstandes zwischen Kavernenliner und Beton reduziert sich die erforderliche Durchsenkung um nur 10 % auf $w = 0,81 \text{ m}$, der dann entstehende Leckquerschnitt beträgt ca. $1,4 \text{ m}^2$.

Hauptgebläse-Abschluß

Die Durchsenkung bei Erreichen der Grenzdehnung beträgt hier

$$\max w = 0,55 \text{ m.}$$

Es errechnet sich eine Auftreffgeschwindigkeit von 28 m/s und eine Geschwindigkeit nach dem Auftreffen von 10 m/s . Damit beträgt die erforderliche Durchsenkung:

$$w = 0,04 \text{ m} \ll 0,55 \text{ m} = \max w$$

Dies besagt, daß die RSG-Kuppel nicht durchschlagen wird und zudem die Verformungen des getroffenen Bereiches reversibel bleiben, so daß in der Betonstruktur praktisch kein Leckquerschnitt entsteht.

NWA-Abschluß

Für den im vorigen Abschnitt erläuterten möglichen Fall des Austreibens des NWA-Systems samt Verschlüssen beträgt die Durchsenkung der RSG-Kuppel bei Erreichen der Grenzdehnung

$$\max w = 0,63 \text{ m.}$$

Die Auftreffgeschwindigkeit beträgt 57 m/s, nach dem Auftreffen haben NWA-Abschluß und getroffener Bereich eine gemeinsame Geschwindigkeit von 27 m/s. Die Energiebilanz ergibt als erforderliche Durchsenkung:

$$w = 0,33 \text{ m} < 0,63 \text{ m} = \max w.$$

Nicht berücksichtigt ist dabei, daß ein deutlicher Teil der kinetischen Energie in Formänderungsarbeit in dem vergleichsweise wenig steifen Abstützungsrohr zwischen äußerem und innerem Verschluß umgesetzt werden würde.

Auch hier ist also das nach deutschen Auslegungsbedingungen dimensionierte RSG in der Lage, ein Durchschlagen zu verhindern. (Die in dem Bericht zu Phase Ia / 12/ hierzu angegebenen Zahlenwerte beruhen zwar auf zu pessimistischen Ausgangswerten; jedoch ist die Aussage, daß der AIPA-Studie zugrundeliegende RSG werde durchschlagen, ungeachtet dessen richtig.) Auch hier ist davon auszugehen, daß der Liner zerstört wird. Der entstehende Leckquerschnitt beträgt ca. $0,25 \text{ m}^2$.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß die DE-Abschlüsse aufgrund des Grades der Ausnutzung der RSG- Tragfähigkeit und des entstehenden Leckquerschnittes den größten Beitrag zum Risiko liefern.

2.3 Wahrscheinlichkeit des Versagens großer SBB-Abschlüsse

Die in Abschnitt 2.2 wiedergegebenen Untersuchungen hinsichtlich der Auswirkungen des Versagens der unterschiedlichen Behälterabschlüsse haben

gezeigt, daß als "worst case" das Versagen der großen Dampferzeuger-Abschlüsse als maßgebender Fall zu untersuchen ist. Bild 18 gibt einen Überblick über die Konstruktionselemente dieses Behälterabschlusses.

Es sind hier verschiedene Versagensarten denkbar, und zwar:

1. Versagen der Dehnschrauben und anschließend der Bajonettverschlüsse,
2. Versagen der Schweißnähte an beiden Scherankern und der Liner-Schweißnaht $t = 14$ mm unterhalb des unteren Scherankers,
3. Versagen des oberen Scherankers und der Liner-Schweißnaht $t = 40$ mm zwischen beiden Scherankern,
4. Versagen des Behälterbetons in Form eines Herausstanzens außerhalb der Scheranker.

Der letzte Fall, vgl. Bild 19, kann wegen des nach innen gerichtet konischen Verlaufs der anzusetzenden Scherfuge vom Außenrand des Scherankers zum Innenrand der Spannglied-Ankerplatten praktisch ausgeschlossen werden. Auch das alternative Versagen der 23 um die Öffnung herum angeordneten Spannglieder ist von äußerst geringer Wahrscheinlichkeit.

Der erste Fall dürfte die nächstgeringe Versagenswahrscheinlichkeit haben, wenn die Sicherheit der Auslegung aller Festhaltesysteme gleich groß ist. Denn hier sind die beiden Systeme von unterschiedlicher Art, sodaß ein "common mode failure" ausscheidet, der bei den Scherankern zu berücksichtigen ist.

Hinsichtlich des Versagens von Schweißnähten ist mit Sicherheit der Fall 2 derjenige mit der größeren Versagenswahrscheinlichkeit. In der hierfür aufgestellten Versagensformel tauchen als stochastische Größen auf:

- die Zug- bzw. Scherfestigkeit der Schweißnähte,
- die Querschnitte der Schweißnähte,
- der Behälter-Innendruck.

Wahrscheinlichkeitsberechnungen nach verschiedenen Methoden haben ergeben, daß ein Versagen des Dampferzeuger-Abschlusses praktisch ausgeschlossen werden kann. Insgesamt ergibt sich also, daß aus möglichem Versagen von Behälterabschlüssen ein vernachlässigbar geringer Beitrag zum Risiko geliefert wird.

Schrifttum

- / 1/ Unterlagen zur zweiten Teilerrichtungs-
 genehmigung des HTR-1160 MWe-Kernkraft-
 werks

- / 2/ Oberpichler, R.: Berechnung von veran-
 kerten Stahlauskleidungen (Linern) für
 Betonbehälter, Dissertation 1979, Kon-
 struktiver Ingenieurbau - Berichte,
 Heft 33, Vulkan-Verlag Essen 1980

- / 3/ General Atomic Company: HTGR Accident Ini-
 tiation and Progression Analysis Status Re-
 port, Phase II Risk Assessment, GA-A15000,
 1978

- / 4/ Kordina, K., Schneider, U.: Zum Ver-
 halten von massigen Betonstrukturen
 im Hochtemperaturbereich, Abschlußbericht
 für KFA Jülich, Az. 187/409 800
 Nr. 21 129, Juni 1977

- / 5/ Institut für Baustoffkunde und Stahl-
 betonbau der Technischen Universität
 Braunschweig: Untersuchungsbericht
 Nr. 76/11 534 -Schn/Schr-, Bestimmung
 der Wärmeleitfähigkeit des "Konstruk-
 tionsbetons 2.3" für den SNR-Kalkar

- / 6/ Bremer, F., et.al.: Referenzentwurf
 eines Spannbetonbehälters für Kernkraft-
 werke mit Siedewasserreaktoren, 2nd
 International Conference on Structural
 Mechanics in Reactor Technology, Berlin,
 1973, paper H 3/6

- / 7/ Schneider, U.: Festigkeits- und Verformungsverhalten von Beton unter stationärer und instationärer Temperaturbeanspruchung, Die Bautechnik 4/1977, S. 123
- / 8/ Kordina, K., Schneider, U.: Zum mechanischen Verhalten von Normalbeton unter instationärer Wärmebeanspruchung, Beton 1/75, S. 19
- / 9/ L. & C. Steinmüller: Projekt 10.3871, SBC-HTR 1160, vom 6.11.1975
- / 10/ Laboratorium für den konstruktiven Ingenieurbau (LKI) der TU München: Berichte zur Zuverlässigkeitstheorie der Bauwerke, Heft 23/1978
- / 11/ König, G., Heunisch, M.: Zur statistischen Sicherheitstheorie im Stahlbetonbau, Mitteilungen aus dem Institut für Massivbau der TU Darmstadt, Heft 16
- / 12/ Zerna, W., Schnellenbach, G: Sicherheitsstudie HTR; Stellungnahme zur AIPA-Studie in Bezug auf die Spannbeton-Sicherheitsumschließung (Containment), in Jül-Spez-20, 1978

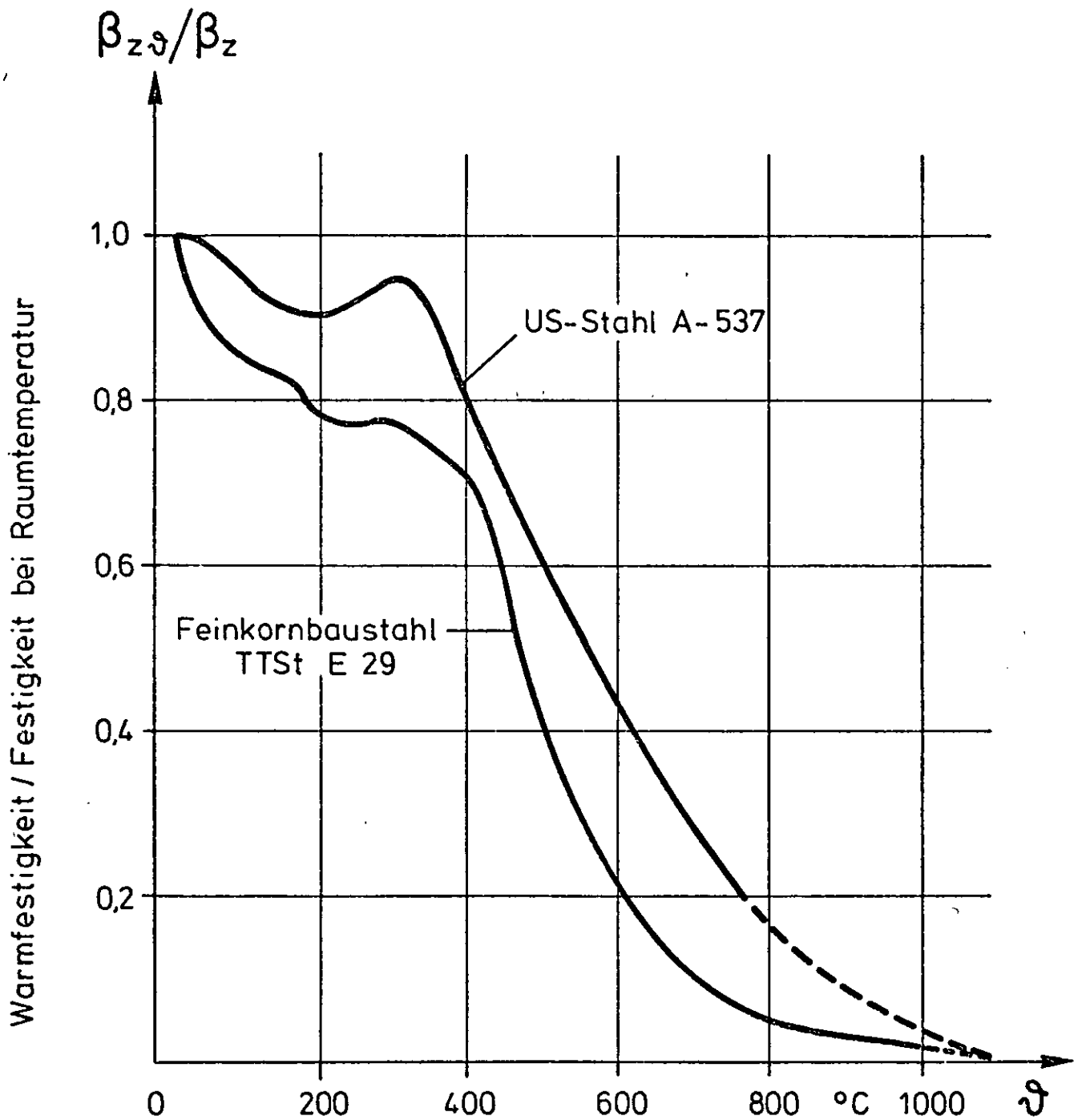


Bild 1 Zugfestigkeit von Liner-Stählen in Abhängigkeit der Temperatur

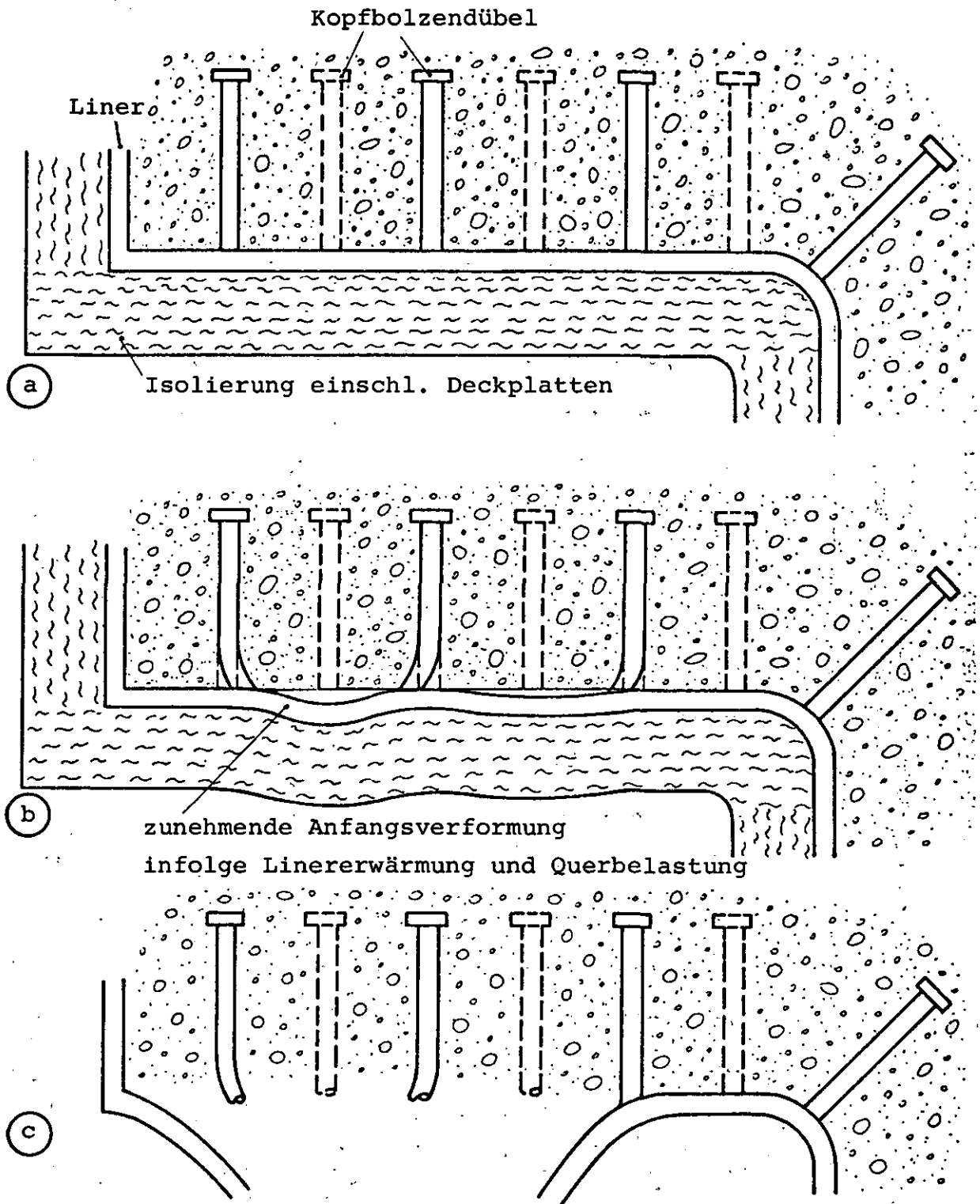


Bild 2 Ablauf des Liner-Versagens im Deckelrandbereich
beim Core-Aufheizstörfall

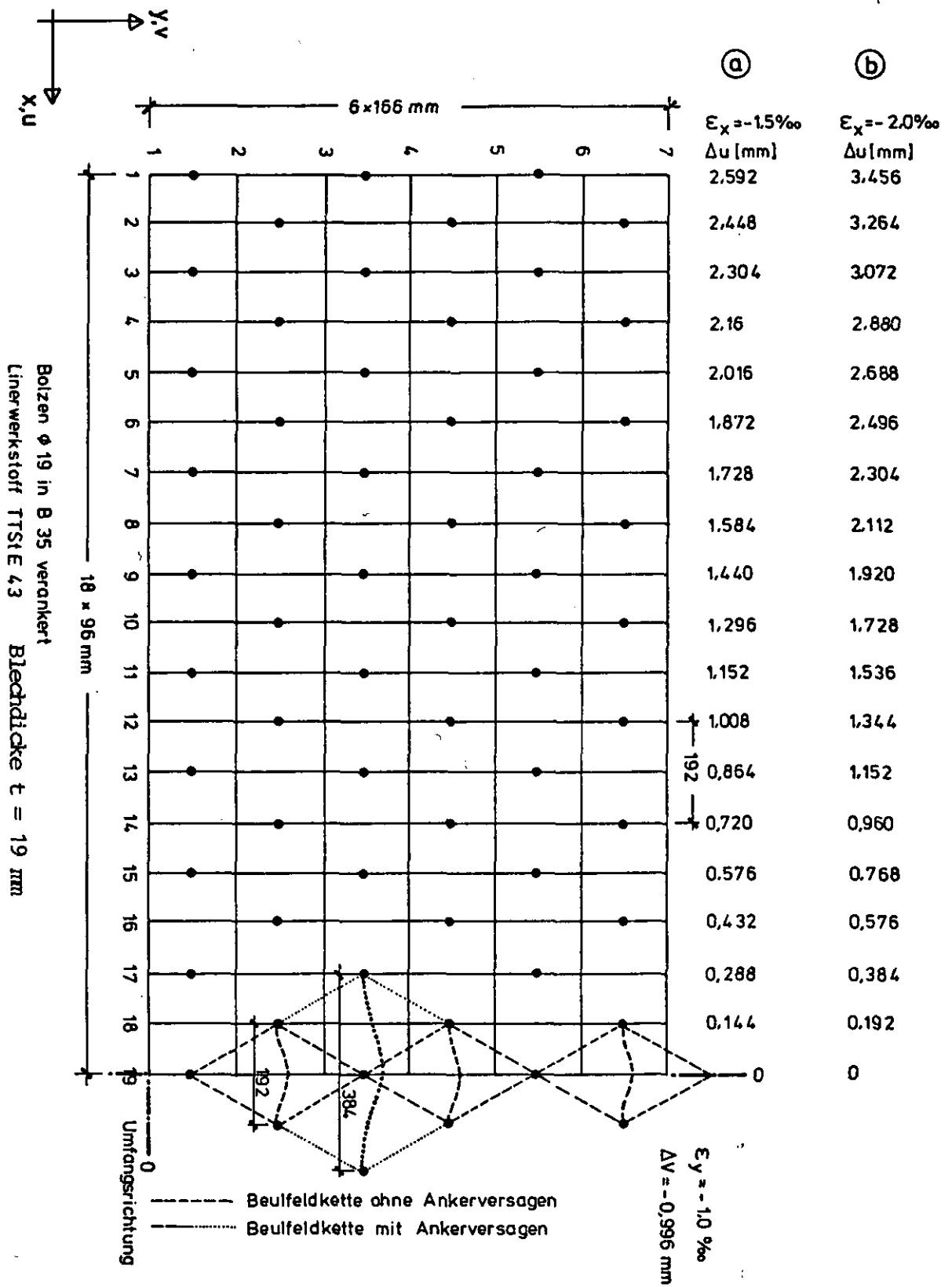
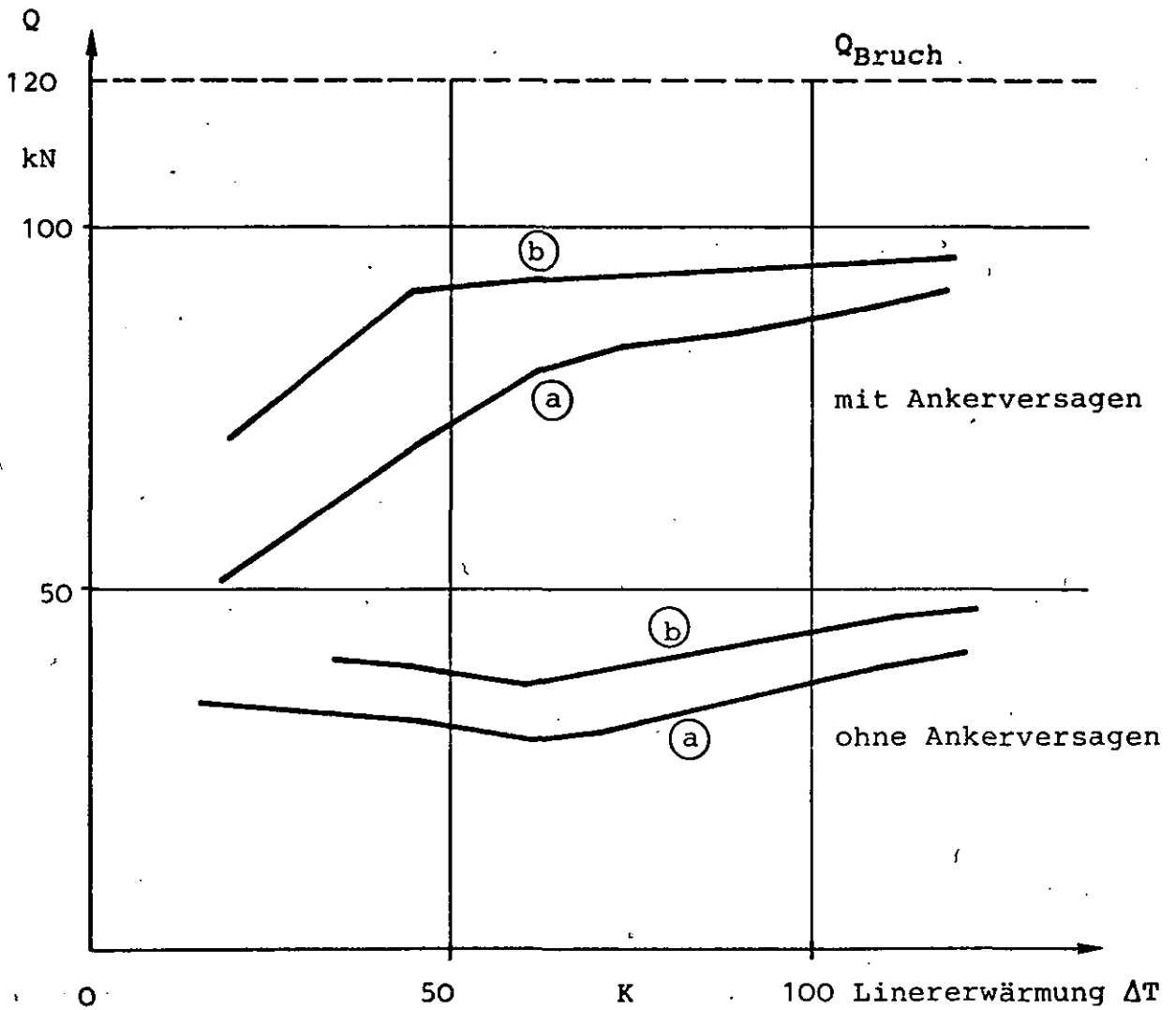


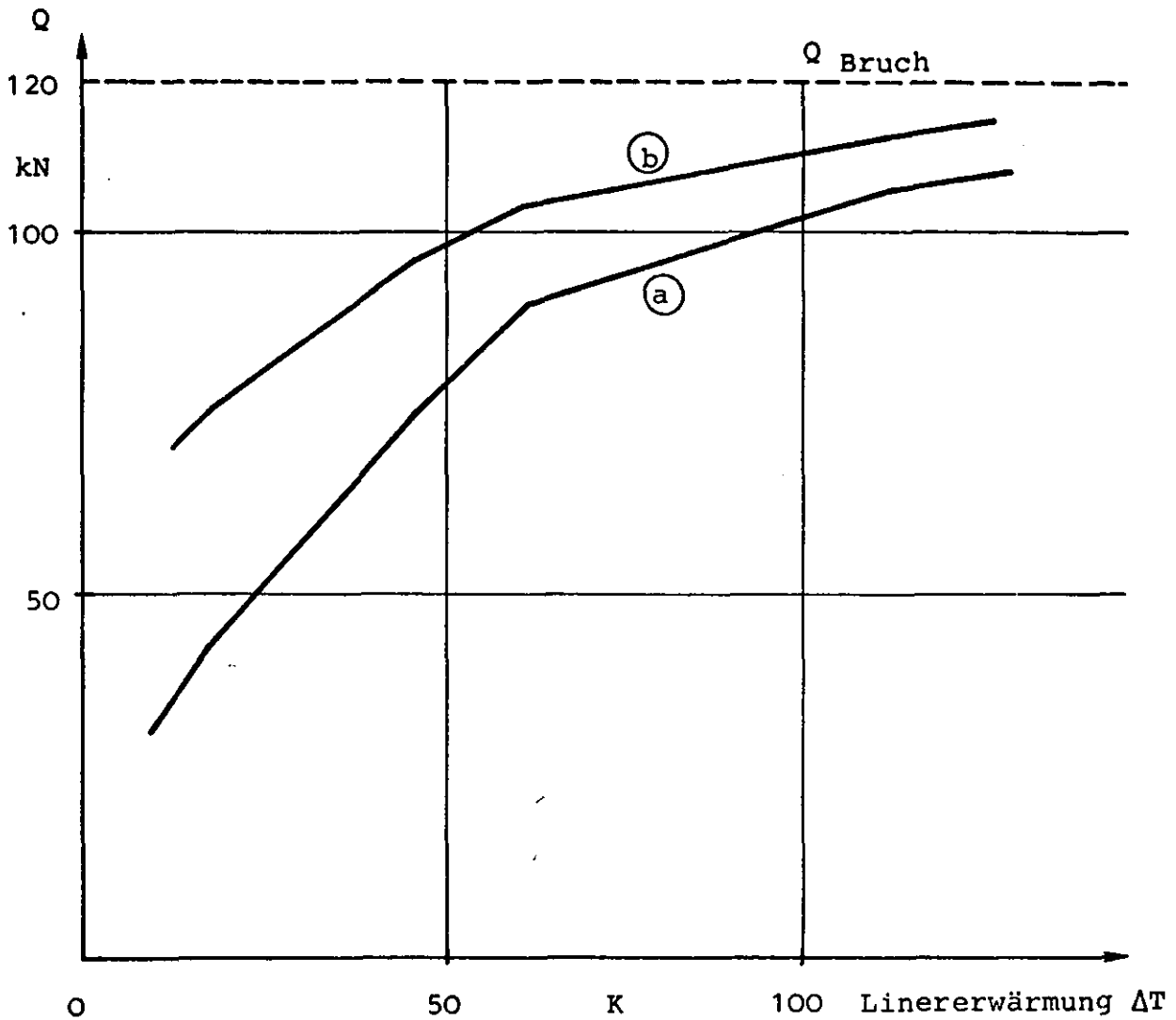
Bild 3 Rechenmodell für den SBB-Liner



Betonranddehnungen: Fall (a) $\epsilon_x = -1,5\text{‰}$; $\epsilon_y = -1,0\text{‰}$
 Fall (b) $\epsilon_x = -2,0\text{‰}$; $\epsilon_y = -1,0\text{‰}$

	<u>ohne Ankerversagen</u>	<u>mit Ankerversagen, d.h. Ausfall eines Ankers</u>
maßgebende		
Ankerabstände	$l_x = 192 \text{ mm}$	$l_x = 384 \text{ mm}$
Anfangsformabweichung $a \approx$	5 mm	5 mm
Linerwerkstoff TTSt E 43 mit $\sigma_F = 430 \text{ N/mm}^2$		

Bild 4 Maximale Ankerscherkräfte in Normalbereichen in Abhängigkeit verschiedener Betonranddehnungen und Erwärmungsgrade des Liners bei Annahme von Linerimperfektionen, z.B. Beulfeldketten (SBB - Liner - Ankerkonstruktion)



Betonranddehnungen : Fall (a) $\epsilon_x = - 1,5\text{‰}$; $\epsilon_y = - 1,0\text{‰}$
 Fall (b) $\epsilon_x = - 2,0\text{‰}$; $\epsilon_y = - 1,0\text{‰}$

Werkstoffabweichungen:	links vom Stoß	rechts vom Stoß
Linerdicke	$t_L = 19 \text{ mm}$	$t_L = 21 \text{ mm}$
Linerstreckgrenze	$\sigma_F = 430 \text{ N/mm}^2$	$\sigma_F = 550 \text{ N/mm}^2$

Bild 5 Maximale Ankerscherkräfte in Schweißnahtbereichen in Abhängigkeit verschiedener Betonranddehnungen und Erwärmungsgrade des Liners bei Annahme ungünstiger Werkstoffabweichungen zwischen zwei Blechen (SBB - Liner - Ankerkonstruktion)

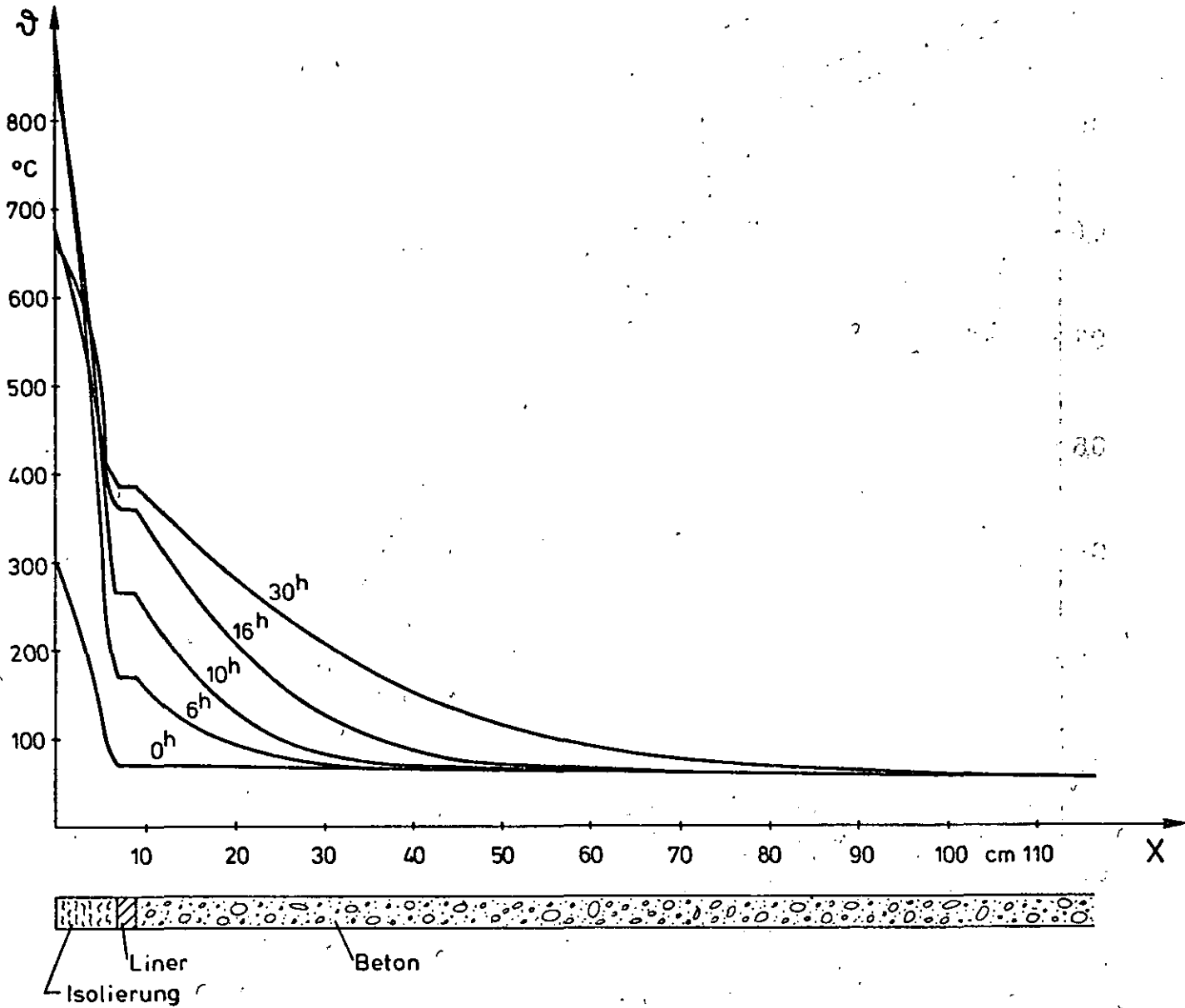


Bild 6 Temperatur in der Wandung des HTR-SBB
bei Core-Aufheizen

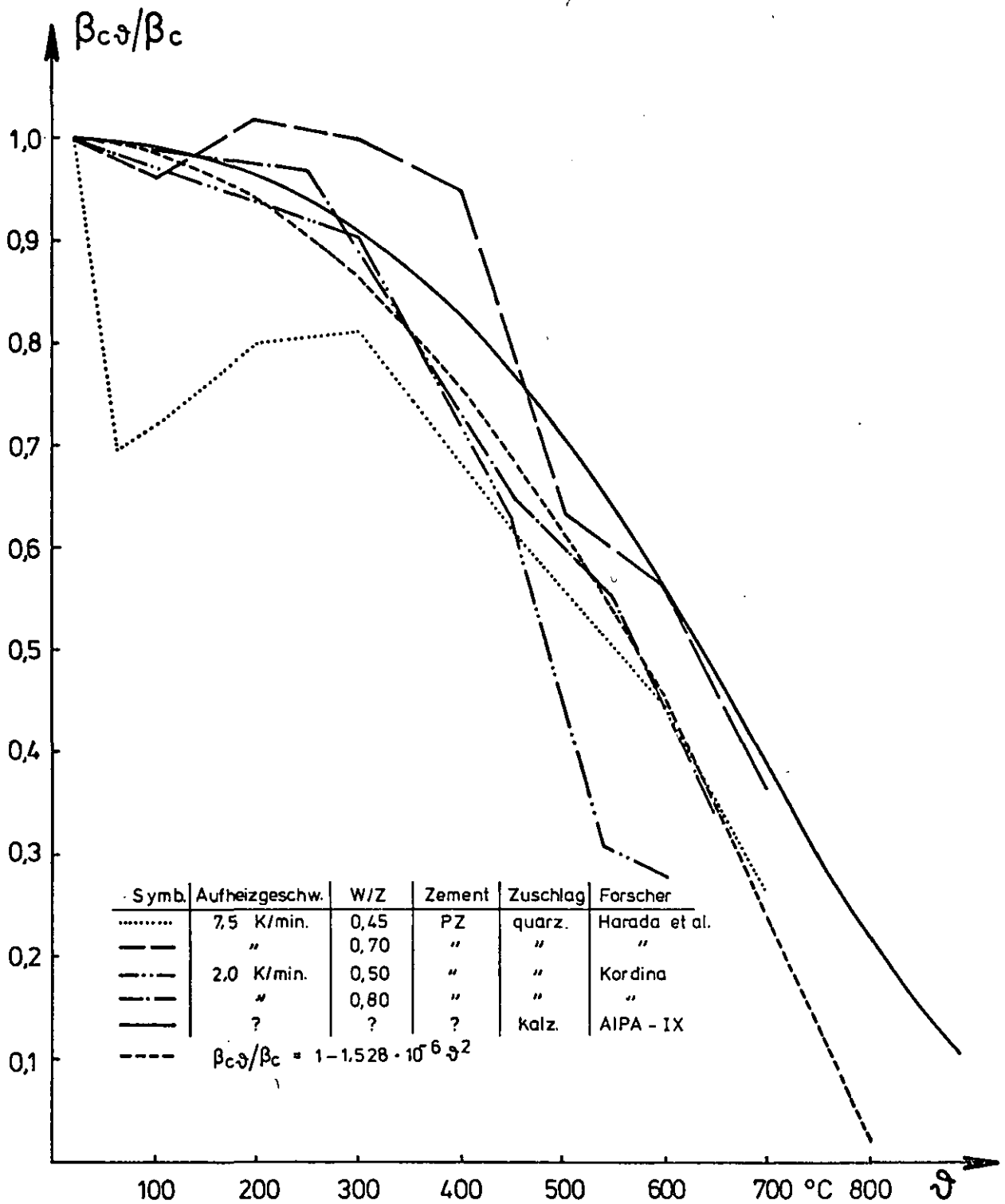


Bild 7 Temperaturabhängigkeit der Betonfestigkeit (Warmfestigkeit)

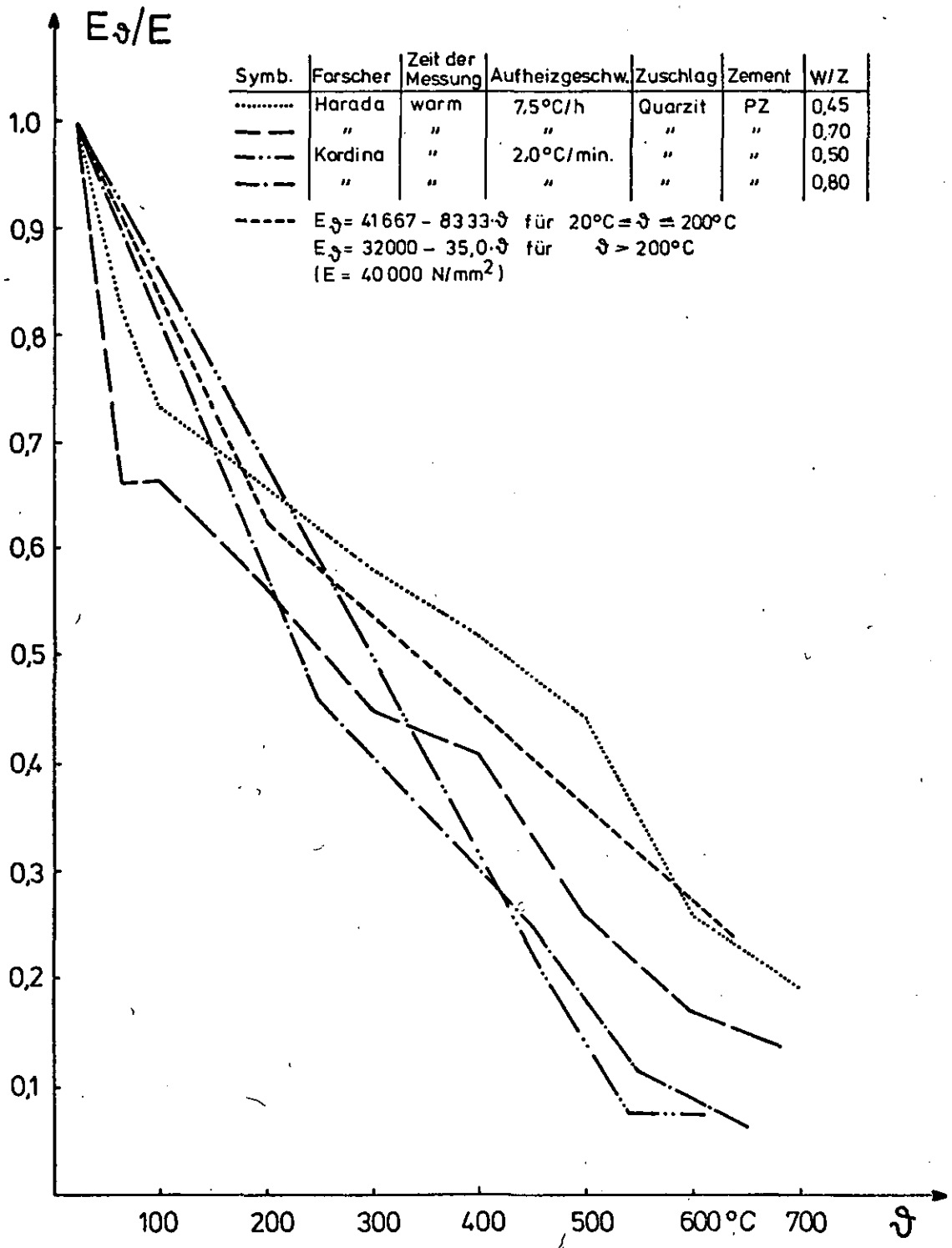


Bild 8 Temperaturabhängigkeit des Elastizitätsmoduls von Beton
(gemessen in warmem Zustand)

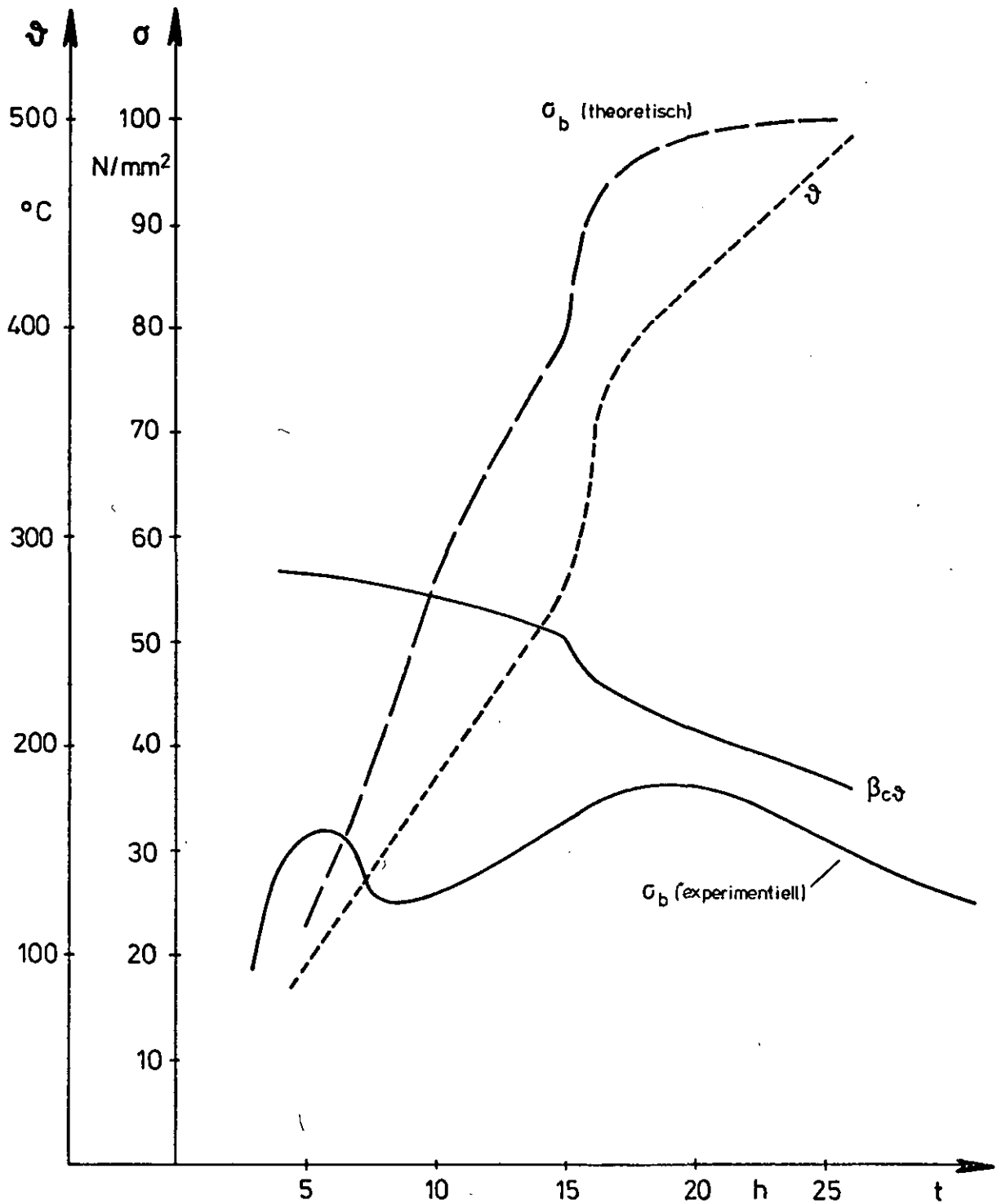
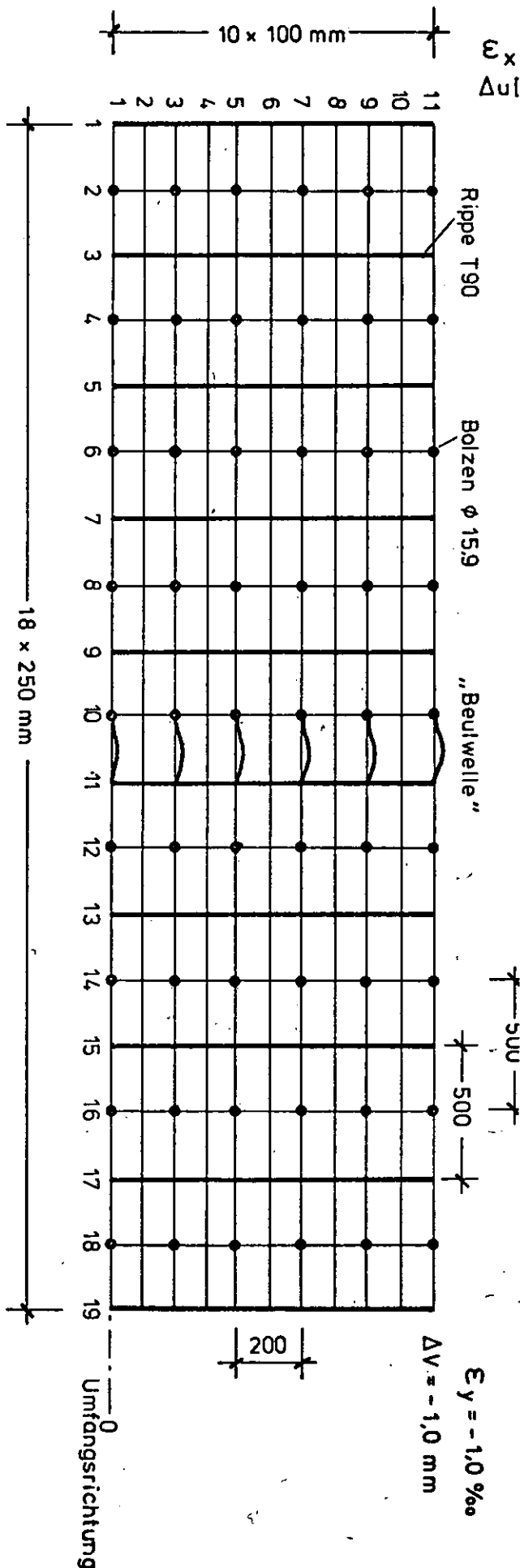
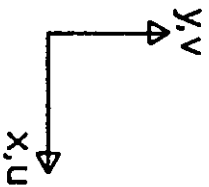


Bild 9 Temperatur, Betonspannungen und Betonfestigkeit in 5 cm Abstand von der Betonoberfläche des HTR-SBB während des Core-Aufheiz-Störfalls



Ⓐ

$\epsilon_x = -1,0\text{‰}$
 $\Delta u [\text{mm}] =$

- 4,5
- 4,25
- 4,0
- 3,75
- 3,5
- 3,25
- 3,0
- 2,75
- 2,5
- 2,25
- 2,0
- 1,75
- 1,5
- 1,25
- 1,0
- 0,75
- 0,5
- 0,25
- 0

Ⓑ

$-1,5\text{‰}$
 $\Delta u [\text{mm}] =$

- 6,75
- 6,375
- 6,0
- 5,625
- 5,25
- 4,875
- 4,5
- 4,125
- 3,75
- 3,375
- 3,0
- 2,625
- 2,25
- 1,875
- 1,5
- 1,125
- 0,75
- 0,375
- 0

Bild 10 Rechenmodell für den RSG - Liner

Bolzen ϕ 15,9 und Rippen T 90 in B 35
Linerwerkstoff TTStE 29, Blechdicke $t = 8 \text{ mm}$

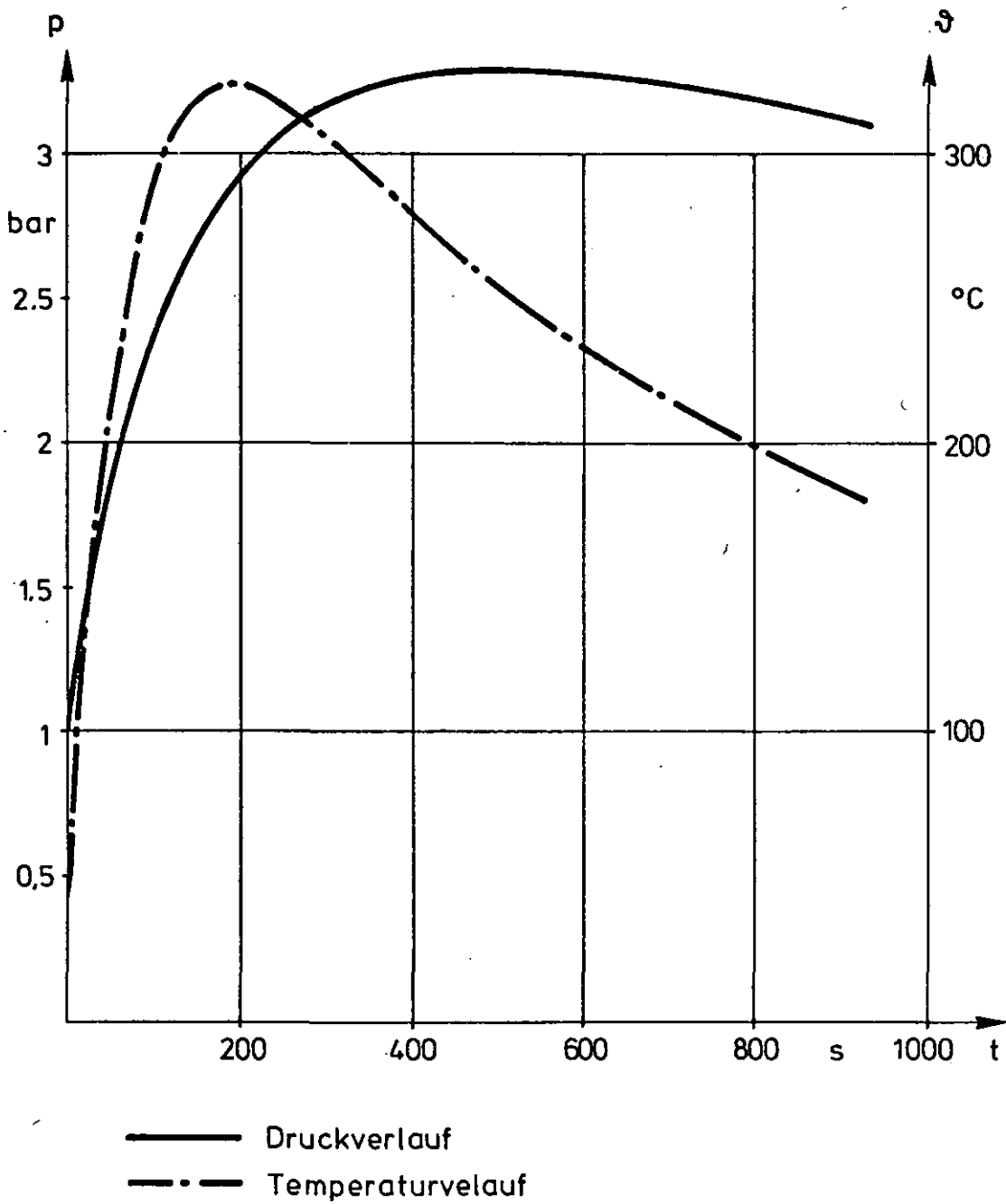
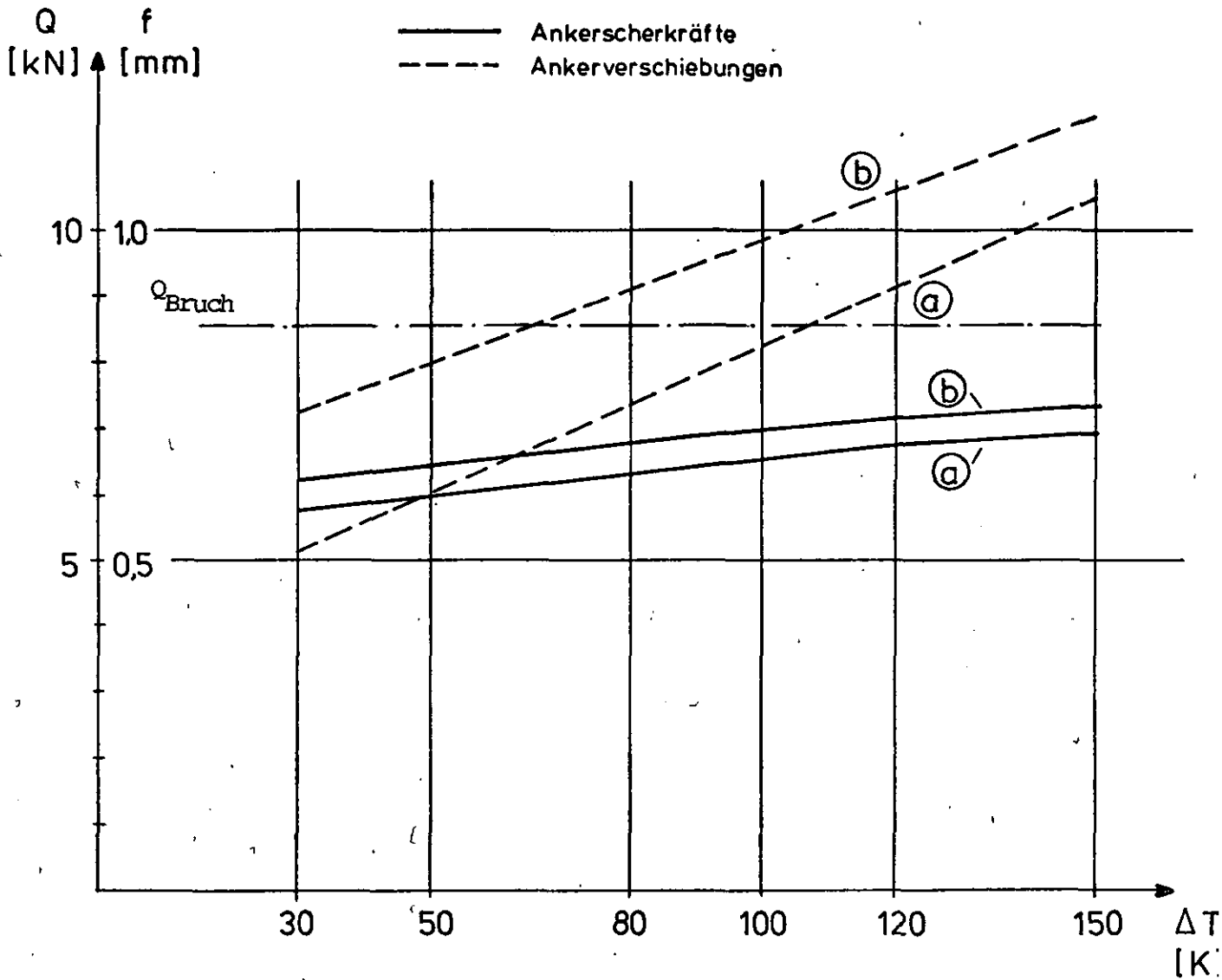


Bild 11 Druck- und Temperaturverlauf im HTR-RSG bei
Core-Aufheiz-Störfall
0 - t - 900 s
(nach Berechnungen der GRS mit Programm CNTB)



Fall (a) $\epsilon_x = -1,0\text{‰}$; $\epsilon_y = -1,0\text{‰}$

Fall (b) $\epsilon_x = -1,5\text{‰}$; $\epsilon_y = -1,0\text{‰}$

} vgl. Bild 4.10

Ankerabstand $l = 250$ mm, Ankerdurchmesser 15,9 mm

Anfangsformabweichung $a \approx l/100 = 2,5$ mm

Linerwerkstoff TTStE 29 mit $G_f = 290$ N/mm²

Bild 12 Maximale Ankerscherkräfte und -verschiebungen
in Abhängigkeit der Linererwärmung
(RSG-Liner-Ankerkonstruktion)

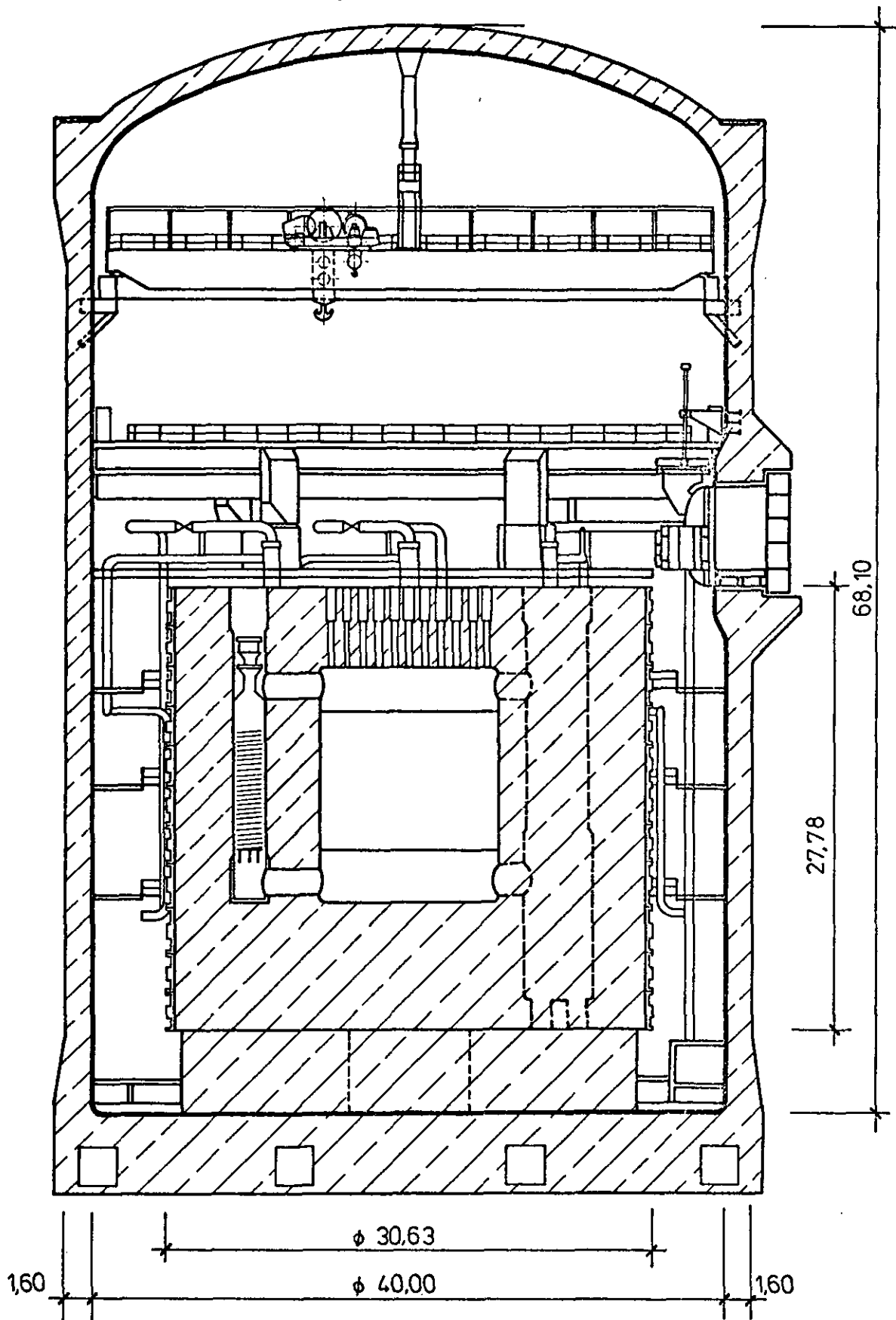
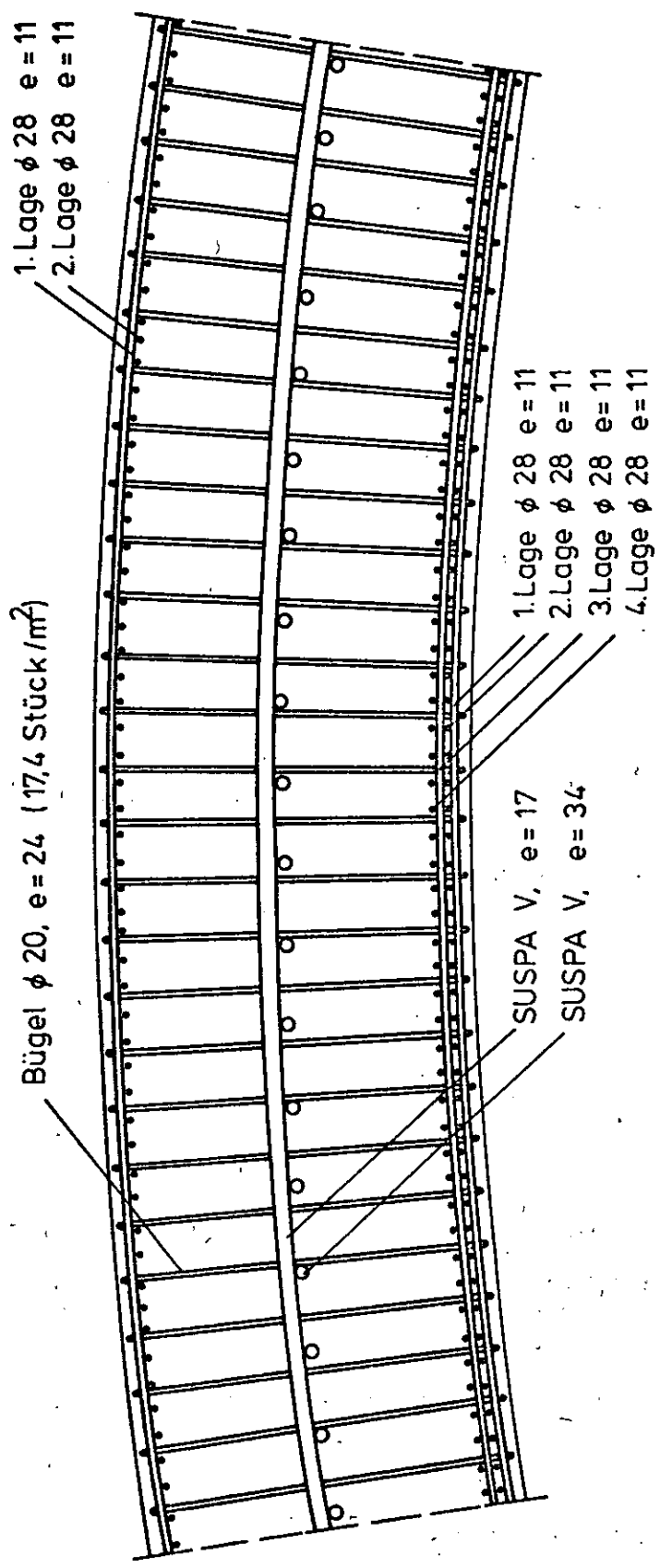


Bild 13 Übersicht Reaktorschutzgebäude und Spannbetonbehälter des HTR-1160 MWe-Kernkraftwerks



Betonstahl BSt 420/500
Spannstahl St 1420/1570

Bild 14 Wandquerschnitt des HTR-Reaktorschutzgebäudes,
Ausschnitt eines Horizontalschnitts im Zylinderbereich
(Liner nicht dargestellt)

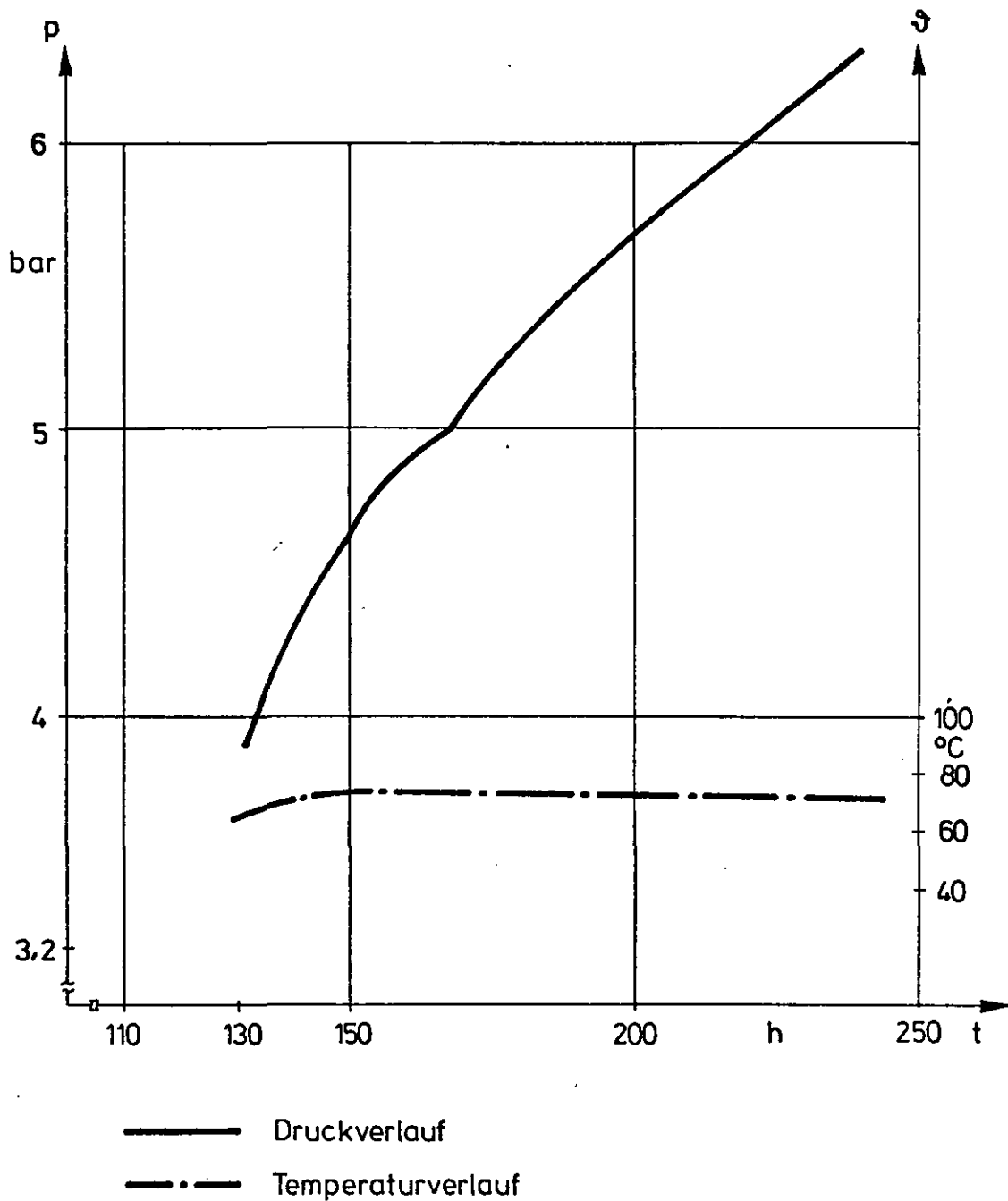


Bild 15 Druck- und Temperaturverlauf im HTR-RSG bei
Core-Aufheiz-Störfall ohne Explosion
130 h - t - 240 h
(nach Berechnungen der GRS mit Programm CNTB)

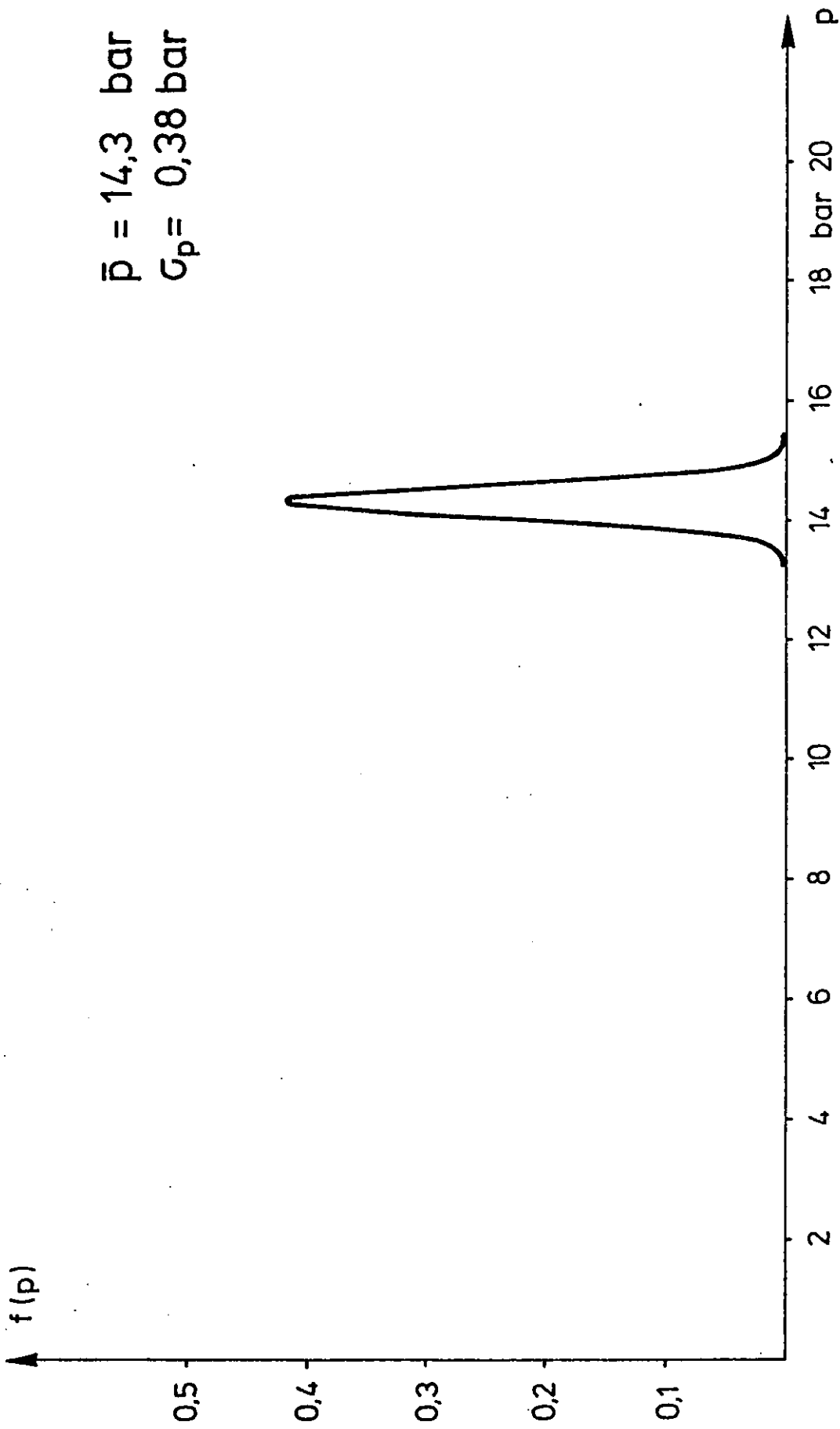


Bild 16 Beanspruchbarkeit des HTR-RSG durch Innendruck (Verteilungsdichte)

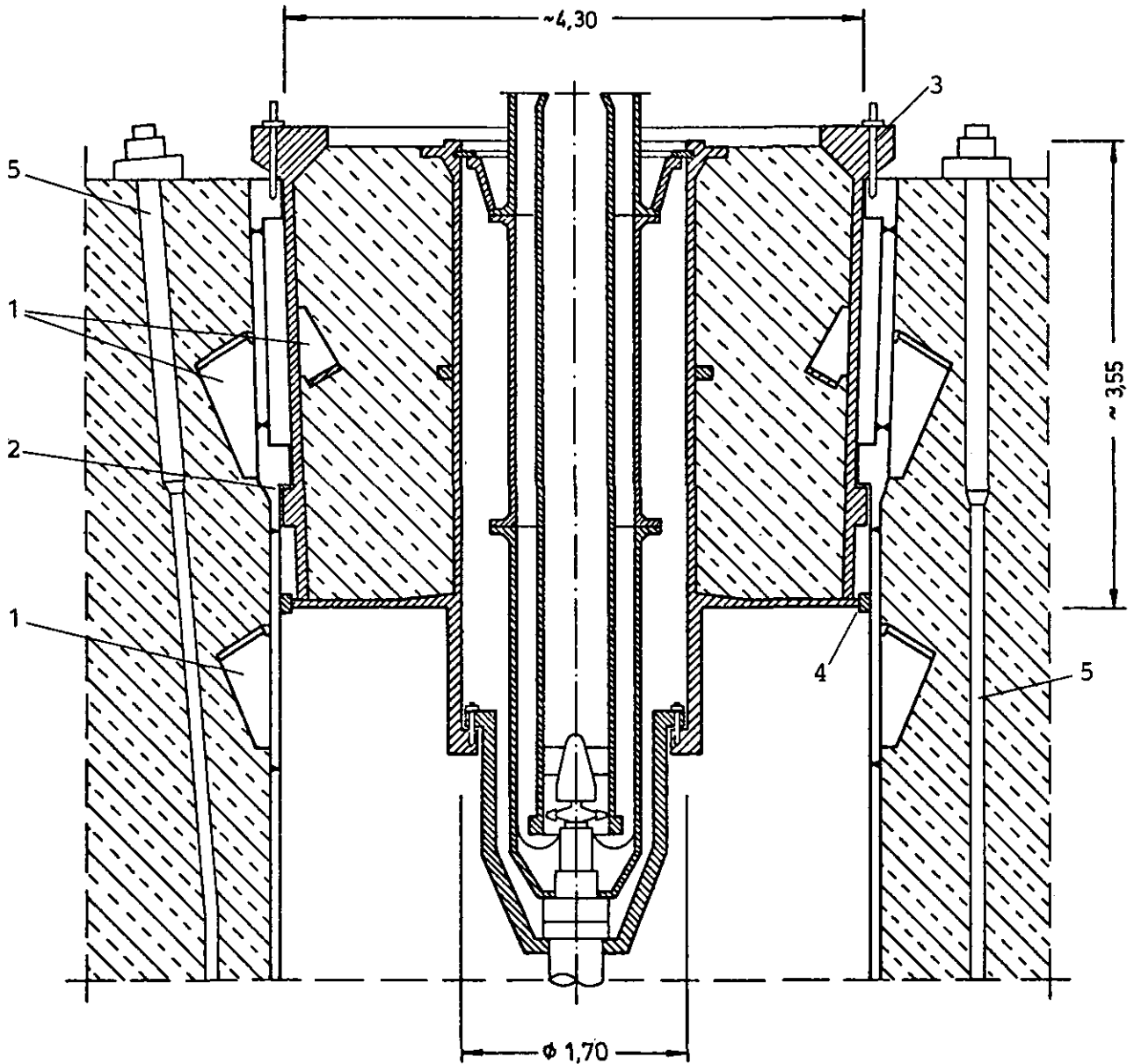


Bild 17 Dampferzeuger-Abschluß des HTR-SBB
(Übersicht)

- 1 Scheranker
- 2 Bajonettverschluß
- 3 Dehnschrauben-Verschluß
- 4 Dichtung
- 5 Spannglied

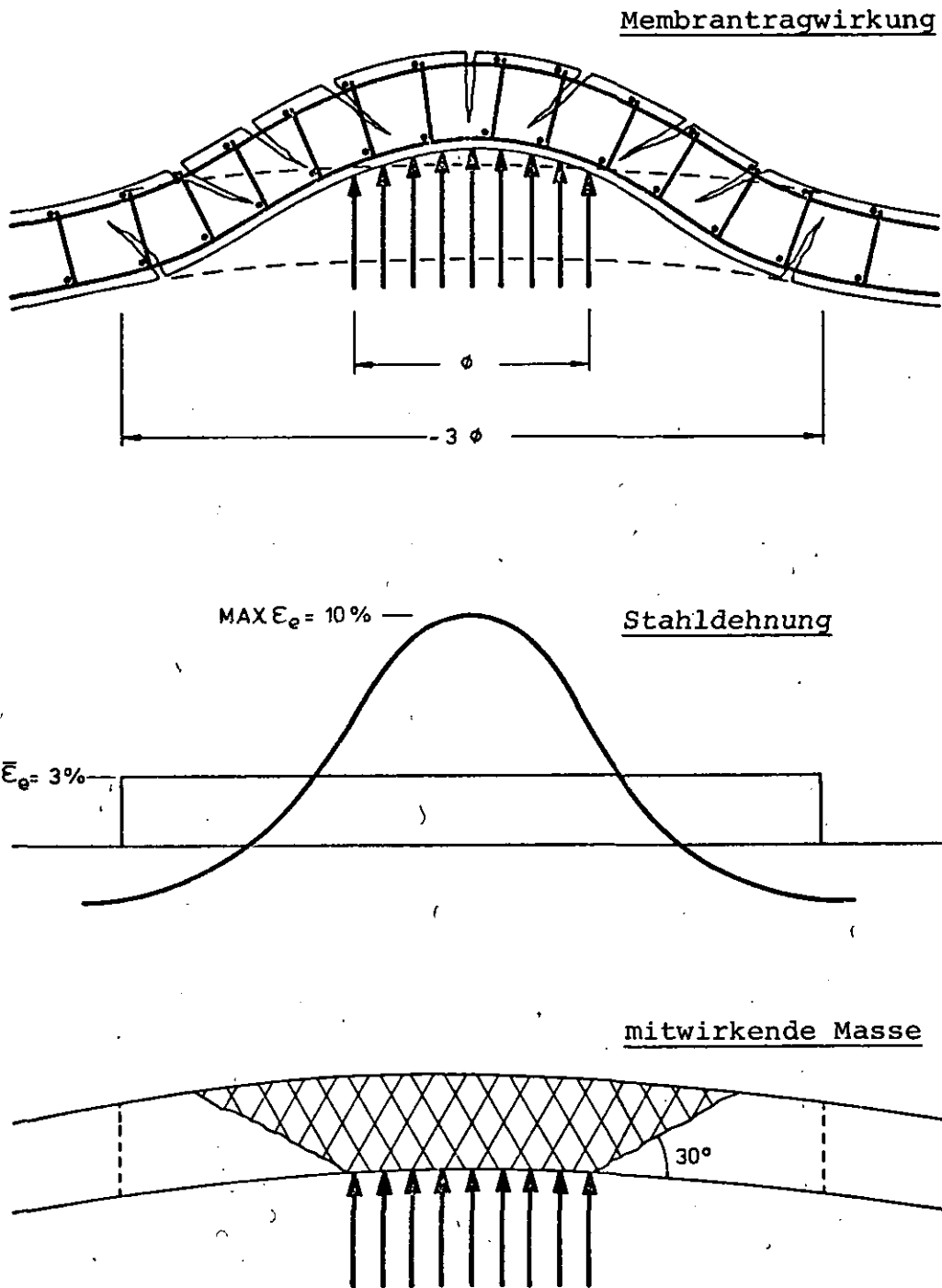


Bild 18 Versagensmodell für Aufprall eines SBB-Abschlusses auf die RSG-Kuppel

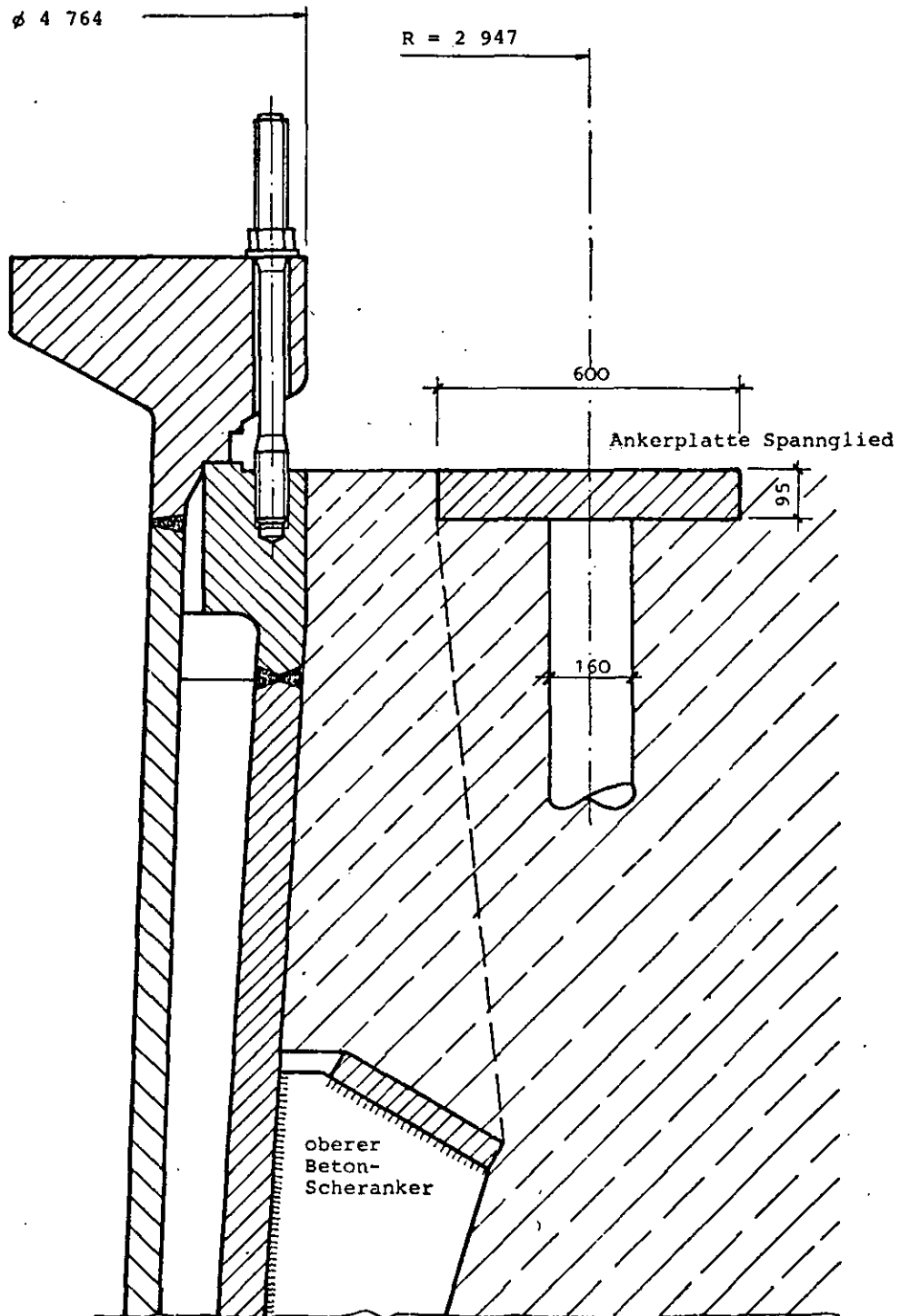


Bild 19 Kritische Scherfuge für Austreiben des Dampferzeuger-Abschlusses infolge Betonversagen